

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Condições de viabilidade da microgeração eólica
em zonas urbanas**

Ivan Quéli Gomes Pereira

Versão Final

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutora Teresa Ponce de Leão

Março de 2011

Resumo

Este documento foi realizado no âmbito da disciplina de dissertação, inserida no plano de estudos do 2º ano do Mestrado Integrado em Engenharia Electrónica e de Computadores, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, no 1º semestre do ano lectivo de 2010.

Tendo em vista os grandes desafios e perspectivas de mudança que se avizinham nas próximas décadas, no plano energético-ambiental, juntam-se questões importantes de competitividade económica e de segurança de abastecimento, dada a dependência externa. Deste modo é necessário antecipar a capacidade de evolução do futuro do sistema energético.

Uma das soluções passa por qualquer consumidor se tornar num pequeno produtor (conceito “prosumer”). Esta nova realidade necessita ser avaliada em função de critérios técnico-económicos. Com este objectivo recorremos a um exemplo de micro-geração. Para consumo local, as mini-turbinas eólicas, que podem ser instaladas em zonas urbanas. Assim qualquer consumidor pode-se tornar num produtor de Energia e simultaneamente vendedor.

Nesta dissertação, são apresentados os resultados de um trabalho desenvolvido na FEUP em conjunto com o LNEG, com o objectivo de obter modelos para avaliação do impacto destas unidades a vários níveis.

Partindo da avaliação do vento e do levantamento de toda a legislação disponível e actual que permite a um cliente tornar-se num micro-produtor é possível prever o impacto das turbinas micro eólicas em zonas urbanas. No entanto, esta é difícil de prever em zonas urbanas bastante edificadas tendo como base casos de exploração de recursos eólicos em zona urbanas/confinadas.

Relativamente à avaliação do impacto destas unidades na rede eléctrica de distribuição, simularam-se diferentes condições de penetração com a instalação de unidades de microgeração eólica no consumidor. Consideraram-se vários cenários em função de diferentes condições de carga, de potência instalada e dos regimes de vento, de modo a analisar o impacto da microgeração nos índices de qualidade das redes, tais como perdas, tensão e carga nos ramos.

Abstract

This document was written according to the subject dissertation on the plan of the 5th level of the Master's Degree on Electronic and Computers Engineering performed in the Oporto University - Engineering Department, during the 1st semester in 2010.

Bearing in mind the next decades great challenges and change perspectives and because of the external dependency, people have to consider on the energetic and environmental plan important issues on economic competitiveness and supplying security. Thus it is necessary to anticipate the evolution capacity of the future energetic system.

One of the possible solutions is turning any consumer into a small producer ("prosumer" concept). This new reality needs to be evaluated on technical and economic aspects. For this purpose we resort to an example of micro generation. For the effect, micro-wind turbines can be installed in urban zones. Like this, any consumer can turn into an energy producer and seller simultaneously.

In this essay are presented the work results developed at FEUP (Oporto University - Engineering Department) in conjunction with LNEG whose objective was to obtain wind evaluation models as well its impact in urban zones.

Based on the assessment of wind and a review of all available and current legislation, which allows a customer to become micro-producer, it is possible to predict the impact of micro wind turbines in urban areas. However, wind micro generation in urban zones is difficult to predict, that is, when you have to consider a large building concentration.

For the evaluation of the impact of these units in the electrical distribution network, different conditions of penetration were simulated with the installation of micro generation wind units in the consumer. Different charge conditions in order to analyze the impact of micro generation on the quality indices of networks, such as losses, voltage and load percentages on the branches were also considered.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à minha orientadora, Professora Doutora Teresa Ponce de Leão o facto de ter acreditado em mim para desenvolver este trabalho, os seus conselhos e a sua preocupação.

À Doutora Teresa Simões pela sua disponibilidade e auxílio principalmente no que diz respeito à simulação de um modelo de potencial eólico, que para mim foi uma total novidade. Ao LNEG, pela cedência das instalações e do *software* para simulação do mesmo.

A todos os que estiveram envolvidos e me ajudaram no desenvolvimento deste trabalho mas não foram mencionados agradeço também profundamente.

Por último, mas em primeiro plano, gostaria de agradecer de forma incansável aos meus pais pelo facto de terem investido e acreditado sempre em mim e aos meus tios sem os quais não seria possível a minha formação. Sem o seu apoio nunca teria tido a hipótese de estar a terminar um curso superior.

*“We make a living by what we get,
But we make a life by what we give.”*

Winston Churchill

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos	xxi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento histórico.....	2
1.1.1 - Portugal e a energia eólica	4
1.1.2 - Microgeração eólica.....	4
1.2 - Objectivos.....	5
1.3 - Organização do documento	5
Capítulo 2	7
Micro e mini Turbinas eólicas.....	7
2.1 - Estado da arte	7
2.1.1 - Mercado dos EUA	8
2.1.2 - Mercado europeu Holandês	9
2.1.3 - Mercado europeu Inglês	9
2.1.1 - Mercado europeu Português	10
2.2 - Constituição da turbina eólica Turban	10
2.3 - Modelo da turbina eólica Turban.....	11
2.4 - Tipo de turbina eólica	12
2.4.1 - Tipo de turbinas verticais.....	12
2.4.2 - Tipo de turbinas horizontais.....	13
2.4.3 - Comparação entre turbinas eólicas de eixo horizontal Vs. vertical	14
2.5 - Tipos de aplicações de turbina eólica.....	14
2.5.1 - Sistemas isolados	15
2.5.2 - Sistemas interligados à rede	15
2.5.3 - Sistemas híbridos	16
2.6 - Comparação de Pequenas turbinas eólicas.....	16

2.7 - Conclusão	18
Capítulo 3	21
Exploração do recurso eólico	21
3.1 - Caracterização da camada limite atmosféricas (CLA)	21
3.1.1 - Orografia local	23
3.1.2 - Obstáculos e rugosidade	24
3.1.1 - Intensidade e turbulência.....	25
3.2 - Caracterização do comportamento do vento	26
3.3 - Caracterização da potência do vento	26
3.4 - Conclusões	29
Capítulo 4	31
Regulamento da microgeração	31
4.1 - O micro produtor	32
4.2 - A função do SMR	34
4.3 - Incentivos fiscais.....	34
4.4 - Nova legislação para a microprodução de energia eléctrica.....	35
4.5 - Conclusões	36
Capítulo 5	37
Estudo de um modelo de potencial eólico com microgeração.....	37
5.1 - Objectivos.....	37
5.2 - Cenário	37
5.2.1 - Cenário base	37
5.3 - Análise de funcionamento do UrbaWind.....	39
5.4 - Análise de Resultados	45
5.4.1 - Caracterização do cenário base - a	45
5.4.2 - Caracterização do cenário base - b	48
5.4.3 - Análise de resultados para o cenário base (a) sem introdução de dados do vento	48
5.4.3.a - Rajada de vento	49
5.4.3.b - Coeficiente de velocidade média	50
5.4.3.c - Turbulência.....	53
5.4.3.d - Pressão	55
5.4.4 - Análise de resultados para o cenário base (a) com introdução de dados do vento	57
5.4.4.a - Velocidade média de vento.....	57
5.4.4.b - Produção	59
5.4.4.a - Turbulência.....	60
5.4.4.b - Parâmetros de Weibull A e k	61
5.4.5 - Análise de resultados para o cenário base (b) sem introdução de dados do vento	63
5.4.5.a - Coeficiente de velocidade média de vento.....	63
5.4.5.b - Turbulência.....	64
5.4.6 - Análise de resultados para o cenário base (b) com introdução de dados do vento	65
5.4.6.a - Velocidade média de vento.....	65
5.4.6.b - Produção	66
5.5 - Conclusões	67
Capítulo 6	69
Estudo de um modelo para avaliação da potência disponível em zonas urbanas	69
6.1 - Potência de uma turbina eólica em função das suas dimensões	69
6.2 - Caracterização de uma rede de baixa tensão	70

6.2.1 - Unidade de microgeração ligado à rede de baixa tensão	72
6.3 - Modelagem de um sistema de uma rede de baixa tensão	72
6.3.1 - Rede de baixa tensão	72
6.3.2 - Apresentação de cenários no estudo da rede de baixa tensão em regime estacionário	75
6.3.3 - Apresentação e análise de resultados para a rede de baixa tensão em regime estacionário	78
6.3.3.a - Cenário A.....	78
6.3.3.b - Cenário B.....	81
6.3.3.c - Cenário C.....	84
6.3.4 - Conclusão de análise de resultados	86
6.3.5 - Apresentação e análise de resultados para a rede de baixa tensão em regime transitório.....	87
6.3.6 - Conclusão e análise de resultados.....	106
6.4 - Conclusões	106
Capítulo 7	109
Conclusões	109
7.1 - Principais contribuições	109
7.2 - Desenvolvimentos futuros	110
Referências	111
Anexo	115

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Evolução das turbinas eólicas desde 1985 a 2005 e uma previsão para o seu crescimento.[20]	3
Figura 1.2 - Evolução na energia eólica no ano de 2010 em todo o mundo. [38]	4
Figura 2.1 - Constituição de uma turbina eólica, neste caso Turban.....	10
Figura 2.2 - Características da potência de saída da Turban	12
Figura 2.3 - Três tipos de eixos de turbinas verticais diferentes. [21]	13
Figura 2.4 - Direcção do vento para Turbina de eixo horizontal, upwind e downwind. [21] ...	13
Figura 2.5 - Configuração de um sistema isolado. [22]	15
Figura 2.6 - Configuração de um sistema interligado à rede eléctrica. [2]	16
Figura 2.7 - Configuração de um sistema híbrido. [39]	16
Figura 2.8 - Valores da eficiência do funcionamento de uma turbina eólica para diferentes velocidades do vento, obtidos por leitura de gráficos. [21]	18
Figura 3.1 - Duração de uma campanha experimental vs precisão das estimativas. [Marques da Silva <i>et al.</i> , 1986]. [9]	22
Figura 3.2 - Camada Limite Urbana (Plate, 1995).	22
Figura 3.3 - Aceleração do vento sobre uma elevação. [26]	24
Figura 3.4 - Desenvolvimento das linhas de corrente em torno de um edifício a) Escoamento uniforme; b) Escoamento com Camada Limite. [27]	25
Figura 3.5 - Distribuição de pressões e características do escoamento na face frontal de um obstáculo a) Escoamento Uniforme; b) Camada Limite. [27]	25
Figura 3.6 - Representação do modelo de <i>Weibull</i> , para os parâmetros A e k. [software WASP]	26
Figura 3.7 - Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás. [32]	27
Figura 3.8 - Distribuição de C_p em função de v_1/v_3 . [22]	28
Figura 3.9 - Principais forças actuantes numa pá de uma turbina eólica. [22]	29

Figura 3.10 - Características $C_p(\lambda, \beta)$ traçadas em função de aproximações numéricas [22] .	29
Figura 4.1 - Evolução da tarifa de um determinado micro-produtor [14]	32
Figura 4.2 - Redução da tarifa de referência por cada 10MW de potência de ligação Registada para o regime bonificado [14].	33
Figura 4.3 - Limite anual da potência de ligação Registada em MW para o regime bonificado [14].	33
Figura 5.1 - Representação de uma rua de uma zona urbana com vários tipos de edifícios, regulares e irregulares.	38
Figura 5.2 - Representação da interface gráfica do <i>software</i> para a simulação no UrbaWind.	39
Figura 5.3 - Representação da direcção computacional do vento.	41
Figura 5.4 - Representação da análise climatológica de energia eólica.	42
Figura 5.5 - Histograma de velocidades e rosa do vento para o caso base no Finistère, velocidade média 6,81 m/s.	43
Figura 5.6 - Curva de potência de uma turbina eólica, Proven 2,5kW.	43
Figura 5.7 - Representação de um plano horizontal, obtido pelo UrbaWind.	46
Figura 5.8 - Representação de um plano horizontal a 5 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	47
Figura 5.9 - Representação de um plano horizontal a 20 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	47
Figura 5.10 - Representação de um plano horizontal a 20 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	48
Figura 5.11 - Representação da rajada de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	49
Figura 5.12 - Representação da rajada de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	50
Figura 5.13 - Representação do coeficiente de velocidade média de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	51
Figura 5.14 - Representação do coeficiente velocidade média de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	52
Figura 5.15 - Representação da turbulência de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	53
Figura 5.16 - Representação da turbulência de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	54
Figura 5.17 - Representação da pressão de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	55
Figura 5.18 - Representação da pressão de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	56

Figura 5.19 - Histograma de velocidades e rosa de ventos de Finistère (north) para o cenário base a, obtido pelo UrbaWind.	57
Figura 5.20 - Representação da velocidade média do vento num plano horizontal a 20 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.....	58
Figura 5.21 - Representação da velocidade média do vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.....	58
Figura 5.22 - Representação da produção num plano horizontal a 20 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.	59
Figura 5.23 - Representação da produção num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	60
Figura 5.24 - Representação da turbulência num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	61
Figura 5.25 - Representação do parâmetro de Weibull A num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	62
Figura 5.26 - Representação do parâmetro de Weibull k num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	62
Figura 5.27 - Representação do coeficiente velocidade média do vento num plano horizontal a 35 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.	63
Figura 5.28 - Representação da turbulência num plano horizontal a 35 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.	64
Figura 5.29 - Histograma de velocidades e rosa de ventos de Finistère (north) para o cenário base b, obtido pelo UrbaWind.	65
Figura 5.30 - Representação da velocidade do vento num plano horizontal a 35 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	66
Figura 5.31 - Representação da produção num plano horizontal a 35 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.	67
Figura 6.1 - Dados relativos à turbina eólica Turban. [28].	69
Figura 6.2 - Valores relativos à simulação do Turban para uma velocidade de vento de 6 m/s. [28].....	70
Figura 6.3 - Arquitectura de uma MicroRede. [34]	71
Figura 6.4 - Representação de uma unidade de microgeração ligada à rede. [30]	72
Figura 6.5 - Representação de micro rede de baixa tensão real. [31]	73
Figura 6.6 - Cenário A - Total de perdas na rede de baixa tensão para o caso 1, caso 2 e caso 3.....	79
Figura 6.7 - Perfis de tensão para os casos apresentados, caso 3, caso 2 e caso 1, respectivamente.....	79
Figura 6.8 - Trânsito de potências activas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.	80

Figura 6.9 - Cenário B - Total de perdas na rede de baixa tensão para os casos 1, caso 2 e caso 3.	81
Figura 6.10 - Perfis de tensão para os casos apresentados, caso 3, caso 2 e caso 1, respectivamente.	82
Figura 6.11 - Trânsito de potências activas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.	83
Figura 6.12 - Trânsito de potências reactivas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.	83
Figura 6.13 - Cenário C - Total de perdas na rede de baixa tensão para os casos 1, caso 2 e caso 3.	84
Figura 6.14 - Perfis de tensão para os casos apresentados, caso 3, caso 2 e caso 1, respectivamente.	85
Figura 6.15 - Trânsito de potências activas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.	85
Figura 6.16 - Trânsito de potências reactivas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.	86
Figura 6.17 - Informação sobre os barramentos, com e sem microturbinas eólicas em horas de ponta.	87
Figura 6.18 - Turbina de velocidade rotação variável. [40].	88
Figura 6.19 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3.	89
Figura 6.20 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6.	89
Figura 6.21 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9.	90
Figura 6.22 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12.	90
Figura 6.23 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 15, 14 e 13.	91
Figura 6.24 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3.	91
Figura 6.25 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6.	92
Figura 6.26 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9.	92
Figura 6.27 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12.	93
Figura 6.28 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 15, 14 e 13.	93

Figura 6.29 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3, com um consumo de 15%.....	96
Figura 6.30 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6, com um consumo de 15%.....	97
Figura 6.31 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9, com um consumo de 15%.....	97
Figura 6.32 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12, com um consumo de 15%.	98
Figura 6.33 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 15, 14 e 13, com um consumo de 15%.	98
Figura 6.34 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3, com um consumo de 15%.....	99
Figura 6.35 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6, com um consumo de 15%.....	99
Figura 6.36 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9, com um consumo de 15%.....	100
Figura 6.37 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12, com um consumo de 15%.	100
Figura 6.38 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instaladas nos barramentos 15, 14 e 13, com um consumo de 15%.	101
Figura 6.39 - Curvas de potência activa e reactiva características dos geradores síncronos. [35]	106
Figura A.1 - Rede de baixa tensão implementada no IPSA.	115
Figura A.2 - Rede de baixa tensão implementada no <i>Power world</i> , parte 1.	116
Figura A.3 - Rede de baixa tensão implementada no <i>Power world</i> , parte 2.	116

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Potencial do mercado residencial nos EUA. [24]	8
Tabela 2.2 – TURban, informação técnica. [21]	11
Tabela 2.3 – Comparação do C_p das turbinas, baseado na potência nominal. [21]	17
Tabela 2.4 – Subclassificação de pequenas turbinas. [21]	19
Tabela 3.1 – Relação entre z_0 e o tipo de terreno. [11]	23
Tabela 5.1 – Proven 2,5, informação técnica. [37]	44
Tabela 5.2 – Produção em MWh/ano.	68
Tabela 6.1 – Características das linhas em p.u. [31].	73
Tabela 6.2 – Potência contratada pelos consumidores de baixa [31]	74
Tabela 6.3 – Potência de consumos para o cenário A.	75
Tabela 6.4 – Potência de consumos para o cenário B.	76
Tabela 6.5 – Potência de consumos para o cenário C.	77
Tabela 6.6 – Tensão e fase nos barramentos em regime transitório.....	94
Tabela 6.7 – Trânsito de potências nos barramentos em regime transitório.....	95
Tabela 6.8 – Tensão e fase nos barramentos em regime transitório para 15% de carga.	101
Tabela 6.9 – Trânsito de potências nos barramentos em regime transitório para um consumo de 15%.	102
Tabela 6.10 – Tensão e fase nos barramentos em regime transitório sem microgeração.....	104
Tabela 6.11 – Trânsito de potências nos barramentos em regime transitório sem microgeração.....	105

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

BT	Baixa Tensão
CAD	<i>Computer Aided Design</i>
CLA	Camada Limite Atmosférica
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
InCI	Instituto da Construção e do Imobiliário
INETI	Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
LC	Controlador de Carga
LV	Low Voltage
MGCC	Controlador de MicroRede Central
MV	Medium Voltage
REP	Rede Eléctrica Publica
SRM	Sistema de Registo de Microprodução
SWT	<i>Small Turbine Wind</i>
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>

Lista de símbolos

\overline{U}_{ref}	Velocidade média à altura de referência
z_{ref}	Altura de referência
α	Expoente da lei potencial
u^*	Velocidade de atrito

τ_0	Tensão de arrastamento superficial
K	Constante de Von Karman
z_0	Escala de rugosidade
C_p	Coeficiente de potência
E_{ex}	Potência extraída do vento
Λ	Ângulo de passo da turbina eléctrica
T_v	Tarifa de venda
LME_{ps}	Limites máximos anuais da energia vendida de produção solar
T_R	Tarifa de referência
LME_{RP}	Limites anuais máximos de energia vendida das restantes produções
P_S	Potência solar
P_E	Potência eólico
P_H	Potência hídrica
P_B	Potência Biomassa

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos anos, o desenvolvimento dos aproveitamentos de energia eólica em Portugal evoluíram de uma forma bastante acentuada.

A energia eólica é um processo que envolve o aproveitamento da energia cinética dos ventos que fazem mover hélices aerodinâmicas montadas em torres eólicas. Este movimento é transmitido a um gerador que por sua vez converte esta energia em energia eléctrica, para uso local ou para a distribuição na Rede Eléctrica Pública. A sua instalação poderá ser em parques eólicos, produção em grande escala, ou em torres individuais, produção para alimentação local. [1]

Aproveitando as vantagens do investimento na produção de energia através de sistemas eólicos, com incentivos do governo, todos os clientes da Rede Eléctrica Pública (REP) de baixa tensão podem tornar-se em produtores, com recurso a pequenas torres eólicas (microgeração).

Em Novembro de 2007 [2], são estabelecidas regras para a instalação de sistemas de microgeração e tarifas que se aplicam em dois tipos de regimes diferentes, que variam de acordo com a capacidade a instalar e de tarifas a serem pagas aos micro-produtores de electricidade renovável, como veremos mais à frente. Na sequência da nova legislação, existe uma falta de informação sobre o potencial de vento em ambientes urbanos. Nesse pressuposto, no presente trabalho será realizado um estudo desse mesmo potencial. Assim, este trabalho apresenta uma nova metodologia baseada em mecânica dos fluídos, na construção de uma superfície em ambiente urbano, a fim de ser inserido um modelo seleccionado e ser tratado como uma topografia muito complexa.

O Departamento de Energias Renováveis do INETI, Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação, publicou informações referentes ao regime de ventos em Portugal continental, iniciado em Setembro de 2000 e apresentando numa base de dados o potencial energético do vento em Portugal - EOLOS estes trabalhos são agora da responsabilidade do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). Este não abrange a globalidade do território, pelo que se iniciou uma metodologia de mapeamento de todo o potencial eólico em Portugal, permitindo ilustrar as características e a intensidade do vento e da estimativa de produção eólica nas diversas regiões do país, onde apresenta uma contribuição relevante das zonas abrangidas pelas medidas do escoamento, turbulência. [3]

Com a microprodução descentralizada, os consumidores deixam de ser apenas consumidores, podendo passar a ser produtores de energia eléctrica. As grandes centrais de produção de energia eléctrica, deixam de ser única e exclusivamente as produtoras de energia eléctrica, deixando também o trânsito de energia unicamente por estes, passando o mesmo a ser também ao nível da rede de distribuição entre consumidores. Alcança-se, assim, uma maior dinâmica e flexibilidade em termos de geração, distribuição e consumo.

Numa breve análise, apresenta-se como caso de estudo uma microeólica especialmente desenhada para ambiente urbano, em Portugal. Esta terá vinte metros de altura entre 2 e 2,5 metros de diâmetro e uma potência de 2,5 kW. A TURban possui duas versões: de eixo horizontal e de eixo vertical, sendo a primeira microturbina concebida de raiz e desenvolvida em Portugal, por cerca de vinte cientistas de seis instituições universitárias e científicas e sete empresas. [4]

A acção do vento sobre estruturas é influenciada por perfis de velocidades e de turbulência que sobre elas incidem e que caracterizam a Camada Limite Atmosférica (CLA). Neste trabalho, apresentam-se métodos numéricos e experimentais de simulação da CLA e exemplifica-se a sua utilização para determinadas acções do vento sobre edifícios.

1.1 - Enquadramento histórico

Já há quatro milénios, as pessoas usavam a energia eólica para fazer mover os barcos à vela no Egipto. Consta que o primeiro registo histórico do aproveitamento de energia eólica para bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos é proveniente da Pérsia, por volta de 200 A.C. [5]

Com o avanço da rede eléctrica, foram feitas várias pesquisas, no início do século XX, sobre o aproveitamento da energia eólica para a produção de grandes blocos de energia. Nos Estados Unidos divulgavam o uso de aerogeradores de pequeno porte nas fazendas e residências rurais isoladas e a Rússia investia na ligação de aerogeradores de médio porte e grande porte directamente à rede eléctrica.

Com a adaptação dos cata-ventos para a produção de energia eléctrica no início do século XIX, em 1888, Charles F. Brush ergueu, na cidade de Cleveland, Ohio, o primeiro cata-vento para a produção de energia eléctrica. Este utilizou a configuração de um moinho para o seu invento, tendo a roda principal 144 pás, 17 metros de diâmetro, numa torre de 18 metros de altura. Nessa altura, foram apresentadas três importantes inovações para o desenvolvimento das potencialidades da energia eólica, com a introdução de mecanismos de grande factor de multiplicação da rotação das pás (50:1) que funcionava em duas fases possibilitando o máximo aproveitamento de funcionamento do dínamo. Outra importante inovação foi a tentativa de se combinar a aerodinâmica e a estrutura dos moinhos de vento com as recentes inovações tecnológicas na produção de energia eléctrica. [15][16]

A primeira tentativa para ligar um aerogerador de corrente alternada com a central termoeléctrica ocorreu na Rússia, em 1931, através da ligação de um modelo avançado de 100 kW por uma linha de transmissão de 6,3 kV de 30 km. [15][16]

Vivendo um período decrescente nos anos 70, as primeiras turbinas eólicas comerciais foram instaladas no início dos anos 80, tanto na Europa (principalmente na Dinamarca e Holanda) como nos E.U.A, tendo entre 10 a 20 metros de diâmetro e potências de 50 a 100 kW. [6]

O comércio de turbinas eólicas desenvolveu-se rapidamente em todo o mundo nos últimos 15 anos. A figura 1.1 mostra o tamanho e a potência das turbinas eólicas desde 1985 até à actualidade.

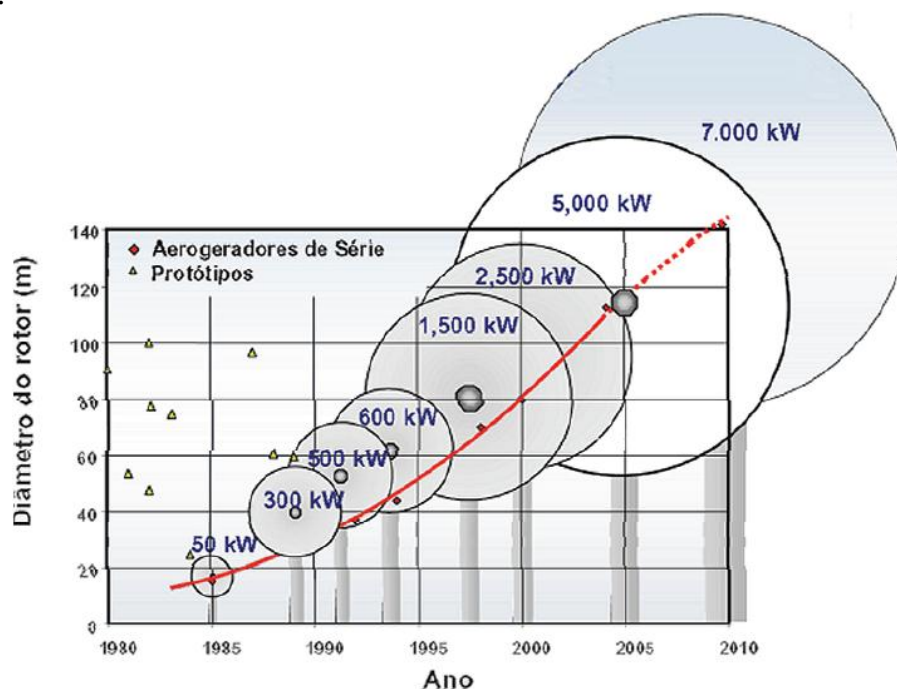


Figura 1.1 - Evolução das turbinas eólicas desde 1985 a 2005 e uma previsão para o seu crescimento.[20]

Actualmente, a China representa o maior mercado de produção de energia eólica e foram instalados mais 7.800 MW em apenas seis meses. Em 2020, prevê um aumento e capacidade de 100 GW e um crescimento anual na ordem dos 20 por cento. Os EUA ainda possuem uma capacidade total de 36 GW e, nos últimos anos, foram instalados apenas 1.200 MW, perseguido pela Índia como os países mais produtivos de energia através do vento. Os principais mercados europeus apresentam um crescimento semelhante. A capacidade total de todas as turbinas eólicas instaladas em todo o mundo chegou a 175 GW, em meados de 2010. São esperados para novas turbinas entre 35 e 40 GW no ano de 2010, como podemos ver na figura 1.2, que representa a evolução da energia eólica no presente ano em comparação a 2009.

Wind Power Worldwide June 2010				
Position	Country	Total capacity June 2010 [MW]	Added capacity June 2010 [MW]	Total capacity end 2009 [MW]
1	USA	36.300	1.200	35.159
2	China	33.800	7.800	26.010
3	Germany	26.400	660	25.777
4	Spain	19.500	400	19.149
5	India	12.100	1.200	10.925
6	Italy	5.300	450	4.850
7	France	5.000	500	4.521
8	United Kingdom	4.600	500	4.092
9	Portugal	3.800	230	3.535
10	Denmark	3.700	190	3.497
Rest of the World		24.500	2.870	21.698
Total		175.000	16.000	159.213

© WWEA 2010

Figura 1.2 - Evolução na energia eólica no ano de 2010 em todo o mundo. [38]

1.1.1 - Portugal e a energia eólica

Desde meados do século XII que a energia eólica é aproveitada em Portugal, através da utilização de moinhos de vento. Estes permitiam a moagem de cereais e a bombagem de água para a irrigação dos campos ou para abastecimento das populações.

Em 2010, 39% da electricidade consumida deverá ter proveniência “renovável”. Considerando o crescimento previsível do consumo e considerando as hipóteses de outras tecnologias, será necessário instalar mais de 3750 MW de eólica.

Actualmente, estão instalados cerca de 650 aerogeradores, sendo Portugal o país da Europa que maior número de máquinas instala. Dados relativos ao ano de 2004.

1.1.2 - Microgeração eólica

Nos últimos cinco anos, a capacidade de aproveitamento de energia eólica *onshore* em Portugal tem vindo a aumentar gradualmente e estima-se que continuará a aumentar até 2013, embora num ritmo mais lento. A situação geográfica e a geomorfologia de Portugal proporcionam boas condições de aproveitamento de recursos eólicos, potenciadas pela instalação de pequenas turbinas eólicas (SWT), ou seja, as microturbinas para uso doméstico em áreas urbanas e ambientes confinados. [7]

1.2 - Objectivos

No presente trabalho parte de uma metodologia de fácil utilização para avaliar o vento urbano. Esta metodologia que se descreve no capítulo 5 apresenta baixo custo computacional e experimental, compatíveis com a escala do investimento da microgeração.

Em simultâneo, a partir da potência disponível nas micro-turbinas em conjunto com o recurso disponível é apresentado um caso prático que visa simular o impacto, numa rede de baixa tensão, da instalação dessas unidades de microgeração eólica junto dos pontos de consumo. O impacto na rede é avaliado através do cálculo de três indicadores; trânsitos de potências nas linhas comparados com os limites técnicos associados, comportamento do perfil das tensões nos nós, como também as perdas reactivas e activas.

1.3 - Organização do documento

Esta dissertação é constituída por sete capítulos e divide-se da seguinte forma:

O presente capítulo, Capítulo 1, é um capítulo introdutório que tem como objectivo enquadrar o tema da dissertação. Aqui encontramos uma resenha histórica, um enquadramento com os objectos de estudo e do trabalho desenvolvido, e por fim, a estrutura da própria dissertação.

O Capítulo 2 faz alusão às pequenas turbinas eólicas como estado da arte e aspectos relativos à sua tecnologia, constituição, entre outros.

Por sua vez, o Capítulo 3 faz a caracterização da camada limite atmosférica, bem como os seus fundamentos, perfil de velocidade, intensidade de turbulência e parâmetros especiais, ou seja, factores que condicionam a energia eólica em meios urbanos.

Já o Capítulo 4 está dedicado à regulamentação da microgeração e toda a sua legislação.

O Capítulo 5 apresenta o estudo de um modelo potencial eólico com microgeração. Como principal objectivo analisa-se o escoamento do vento em torno de edifícios, a caracterização geral do escoamento para posteriormente analisar na performance da turbina eólica. Por último, mas não menos importante,

O Capítulo 6 aborda o caso de estudo efectuado, relativamente à concepção de um modelo para avaliação da potência disponível em zonas urbanas. É apresentada a descrição do programa utilizado, bem como os resultados obtidos mais relevantes.

O Capítulo 7 apresenta as Conclusões retiradas do estudo efectuado, assim como indicações para possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Micro e mini Turbinas eólicas

Com a nova tecnologia, no âmbito da energia eólica, emerge a microgeração como possibilidade de, todos os que adquirem estas microturbinas, participarem na produção de electricidade para si ou para a rede pública. Várias microturbinas estão no mercado, em todo o mundo, com projectos audazes, uns mais bem sucedidos e outros menos. Actualmente, e dada a menor eficiência em relação às turbinas de grande escala, isto pode ser uma desvantagem, visto que, o investimento é mais rapidamente amortizado para as grandes turbinas do que nas pequenas turbinas eólicas.

As turbinas eólicas com eixo horizontal são o tipo mais utilizado no mercado mundial, utilizando três pás. No entanto, o desenvolvimento deste tipo de turbinas eólicas é concretizado para baixa intensidade de turbulência, já que este necessita de uma abordagem mais precisa no que respeita a problemas de ruído, estética, peso, e adaptação às diferentes direcções do fluxo. Por isto, tem ocorrido investigação a este nível e surgido novos conceitos quer na orientação do eixo da turbina eólica, quer no número de pás.

2.1 - Estado da arte

A energia eólica nos últimos anos tem registado uma evolução verdadeiramente assinalável. Todos estamos habituados a ver turbinas nos montes, mas com a instalação de mini turbinas em condomínios, passamos a falar de aerogeradores que podem produzir energia eléctrica localmente. A nível mundial já são conhecidos vários tipos e marcas de turbinas eólicas, que não precisam de grande altura e grandes infra-estruturas para a sua instalação, apenas são precisos cuidados relativos ao suporte do equipamento, tais como peso e altura. Para a sua instalação não são necessários mais do que três dias. Um senão na instalação deste tipo de turbinas é o caso da autorização por parte das autoridades locais, autarquias, devido a impactos ambientais e a localização, devido à existência de ventos constantes para um melhor aproveitamento do produto, caso contrário terão de ser feitos

cálculos consoante o estado do vento. Sabendo que o vento é bastante imprevisível, e no caso de Portugal onde se verificam rajadas inconstantes o que leva à escolha de turbinas mais caras, as turbinas podem ser ruidosas e suportam apenas um limite de velocidade de vento, sabendo que a dada altura, têm de parar para evitar o sobreaquecimento. Daí resultam certas desvantagens na escolha de turbinas eólicas como microgeração. Em comparação com painéis fotovoltaicos, na altura do investimento, a turbina eólica é, mesmo assim, menos dispendiosa e mais produtiva. Em resumo os aerogeradores produzem mais energia com menor investimento, mas há que ter em conta os impactos causados a nível de fiabilidade e investimento.

2.1.1 - Mercado dos EUA

Nos EUA, a capacidade instalada aumentou 15% no ano passado (2009), mas o número de unidades vendidas diminuiu 6%. Sendo líder mundial com 15 fabricantes, continuam a prever o crescimento de vendas de forma exponencial (no mercado dos EUA) nos próximos cinco anos. As projecções apresentam mais de um 1 GW de capacidade eólica de pequeno porte em 2015, apesar das condições económicas actuais não serem as mais favoráveis, com a recessão económica. [24]

Tabela 2.1 – Potencial do mercado residencial nos EUA. [24]

Modelo:	2010 ¹	2020 ²
Imóveis com ½ (2023,4m) a 1 acre (4046,9m) de terra	12.0	13.9
Imóveis maior que 1 acre (4046,9m) de terra	25.2	29.3
Número bruto de potencial de casas com pequenas turbinas eólicas	37.2	43.2
Número potencial líquido de casas com pequenas turbinas eólicas ³	13.0	15.1

¹ Milhões de casas nos EUA Ligados à rede eléctrica.

² Crescimento de acordo com o Censo dos EUA, a inquérito de Habitação Americano, 1998.

³ Aproximadamente 35% dessas casas vão ter um recurso eólico suficiente, definido no Departamento de Energia dos EUA de recurso eólico com classe 2 ou melhor. Para atender às necessidades eléctricas de uma casa típica dos EUA, uma pequena turbina eólica de regime de ventos moderados deve ter um diâmetro de rotor de 5 a 8 metros e ser instalado em uma torre de 18 a 46 metros de altura. Estas dimensões são inadequadas para as casas de tamanhos muito pequenos.

Foram identificados 253 fabricantes de pequenas turbinas eólicas e convidados para a realização de pesquisas de 2009 sobre a fabricação de pequenos aerogeradores de vento do AWEA. Destes, 40 responderam sendo que 30 tinham iniciado a produção e vendido, pelo menos, uma unidade comercialmente até final de 2009. Muitos fabricantes encontram-se, ainda, em fase de arranque.

A quota de mercado ainda se encontra concentrada nas mãos de pouco mais de 10 de 95 fabricantes identificados nos EUA, mas pode mudar à medida que a concorrência se torna mais generalizada e intensa. O amadurecimento da indústria é caracterizado pelo aumento do investimento privado externo estadual e pelos incentivos federais, fusões e aquisições, certificação que, provavelmente, irá continuar a mudar a dinâmica do mercado e da indústria para os próximos 5 a 10 anos. [24]

2.1.2 - Mercado europeu Holandês

Segundo o *Springwise*, o *RidgeBlade* é um sistema discreto de microgeração de turbinas cilíndricas que se posicionam horizontalmente nos telhados e que converte o vento em energia. Este conseguiu produzir energia em condições adversas (com pouco vento), tendo como certo um impacto visual mínimo. Este sistema de energia eólica foi concebido por um antigo *designer* da *Rolls Royce* e pode ser instalado facilmente em apartamentos citadinos, o que é uma mais-valia para este tipo de produto.

O novo produto ganhou, inclusivé recentemente, um “*Green Challenge*”, na Holanda. O prémio, já revelou o empreendedor britânico Dean Gregory - líder da empresa *The Power Collective Limited*, que irá agora produzir e comercializar o *RidgeBlade*. Essa empresa esta inteiramente apostada em colocar o novo produto no mercado, algo que poderá ser já uma realidade no final de 2011. [17]

2.1.3 - Mercado europeu Inglês

No mercado Inglês foi fundada, em 1999, a *EVANCE Wind Turbines Ltd* por um grupo de especialistas altamente envolvidos na produção das grandes turbinas eólicas. A principal missão do projecto Evance era o desenvolvimento de uma turbina de alta qualidade na gama de microprodução, uma óptima eficiência energética.

Em 2004, foi lançado o modelo *Wind Turbine Iskra AT5-1*, com 500 turbinas instaladas até 2010 no Reino Unido, E.U.A e Europa. Em 2009, no seguimento do modelo anterior, foi lançado o modelo *R9000*. Estas turbinas são projectadas para a obtenção de um desempenho fiável em aplicações de ligação à rede ou sistemas isolados. [23]

2.1.1 - Mercado europeu Português

O estado tem desenvolvido um enorme esforço e uma efectiva aposta na promoção da microgeração junto de particulares e empresas.

A produção de energia eólica, em ambiente urbano, pode não só contribuir de forma decisiva para a diminuição da nossa dependência energética do exterior, como também tornar possível o alcance de compromissos internacionais como o Protocolo de Quioto e as Directivas Comunitárias.

Nos últimos cinco anos, vimos aumentar, gradualmente, a capacidade aproveitamento de energia eólica, em Portugal e, como dito anteriormente, esta capacidade de desenvolvimento deverá continuar até 2013, embora a um ritmo mais lento.

A Turban é uma pequena turbina eólica, única e exclusivamente Portuguesa, que foi criada e desenvolvida por cerca de vinte cientistas e seis instituições universitárias e científicas, e conta com a participação de sete empresas. Sendo uma microturbina, esta pode ser colocada no topo dos edifícios, no jardim ou em telhados. É uma microturbina silenciosa, que funciona com pouco vento e pode reduzir a zero a factura da electricidade de casa. O projecto foi financiado pela Agência de Inovação, em 75%, e desenvolvido no Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação. A Turban passou a ser comercializada em 2009. [21]

2.2 - Constituição da turbina eólica Turban

Uma turbina eólica é constituída por diversos componentes, não sendo iguais para todas as marcas comercializadas em todo o mundo, tais como:

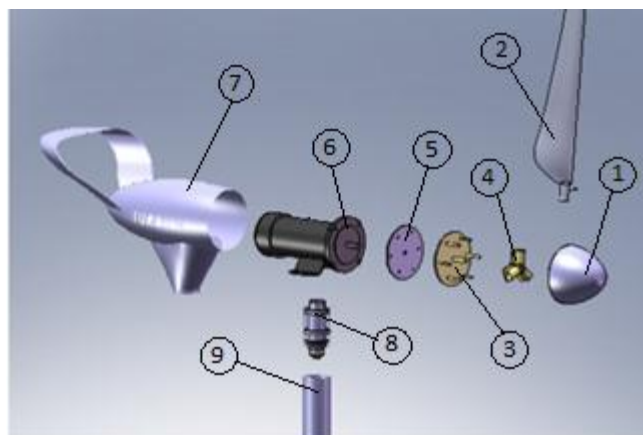


Figura 2.1 - Constituição de uma turbina eólica, neste caso Turban.

1. Nariz
2. Lâmina ou pá;
3. Cubo (eixo);

4. Isolador do estator;
5. Estator;
6. Rotor;
7. Carcaça;
8. Mecanismo de orientação direccional;
9. Suporte de sustentação.

2.3 - Modelo da turbina eólica Turban

A T.Urban-H é uma microturbina de eixo horizontal com potência nominal de 2.5 kW e um desempenho único na sua classe.

Características:

- Velocidade de rotação variável;
- Gerador síncrono de íman permanentes (PMG);
- Funcionamento em paralelo com a rede;
- Saída monofásica, que permite ligações a instalações domésticas.

Tabela 2.2 – TURban, informação técnica. [21]

Modelo:	T. Urban
Rated Power	2500
Cut In [m/s]:	3.5
Cut Out [m/s]:	25.0
Survival [m/s]:	n/a
Rated [m/s]:	13.5
Rotor Type:	HAWT, UpWind
Rotor Diameter [m]:	2.3
Generator Type:	Synchronous- type Permanent Magnet

Como é possível observar através da figura 2.2, a potência nominal é de 2.5 kW, a sua velocidade de *cut-in* é de 3,5 m/s e a sua velocidade de *cut-out* é de 25 m/s.

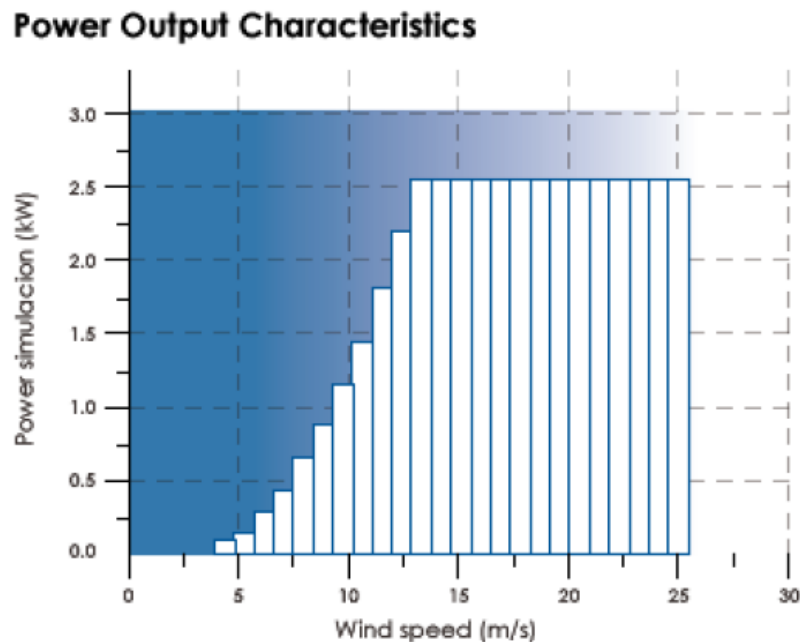


Figura 2.2 - Características da potência de saída da Turban

2.4 - Tipo de turbina eólica

Como já foi referido anteriormente, a turbina eólica pode ser de dois tipos: a turbina de eixo horizontal e a turbina de eixo vertical.

Este tipo de turbinas foi projectado para oferecer uma estratégia suplementar ao tipo de produção de energia de parques eólicos convencionais com a produção de energia em ambiente urbano. Os tamanhos podem variar entre 1 e 20 metros de diâmetro do rotor com potências de saída entre 100W e 100kW.

A mais-valia da sua utilização relativamente às actuais máquinas de eixo vertical e relativamente às máquinas de eixo horizontal é de serem omnidireccionais. Elas conseguem funcionar com ventos unidireccionais, ou seja, aceitam ventos a partir de qualquer direcção.

2.4.1 - Tipo de turbinas verticais

As turbinas de eixo vertical possuem quelhas que usam arrasto aerodinâmico para extrair a energia do vento e podem ser divididas em dois tipos.

As torres das turbinas eólicas de eixo vertical são baixas, estando entre 0,1 e 0,5 vezes a altura do próprio rotor, permitindo a colocação de todo o dispositivo de conversão de energia na base do aproveitamento. Neste tipo de aerogeradores, não é necessário o dispositivo de orientação da turbina face ao vento, como acontece nos aerogeradores de eixo horizontal, no entanto, estes são menos eficientes. [21]

O rotor do tipo Savonius, o mais simples, é movido principalmente pela força de arrasto do ar e a sua maior eficiência dá-se em ventos fracos, podendo chegar a 20%.

O rotor do tipo Darrieus, constituído por duas ou três pás, que funcionam através de forças de sustentação, tem uma eficiência maior, podendo chegar a 40%, em ventos fortes.

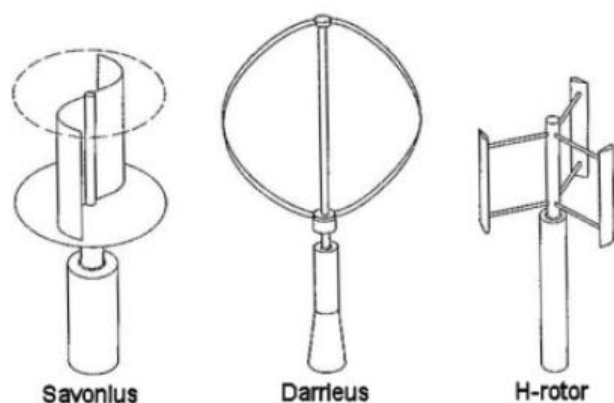


Figura 2.3 - Três tipos de eixos de turbinas verticais diferentes. [21]

2.4.2 - Tipo de turbinas horizontais

Os rotores de eixo horizontal são os mais conhecidos e os mais utilizados, por terem uma eficiência maior que a dos rotores de eixo vertical. O seu maior custo é compensado pela sua eficiência, o que faz com que seja dos mais utilizados para a produção de energia, em larga escala. Estes têm, como princípio de funcionamento, os moinhos de vento. A turbina de três pás é a mais comum, pois constitui um bom compromisso entre coeficiente de potência, custo, velocidade de rotação e uma melhor estética.

Estando menos expostas aos esforços mecânicos e a baixo custo, o seu rendimento aerodinâmico é superior às de eixo vertical. O rotor que gira sob o efeito de forças de sustentação permite adquirir mais potência do que aquelas que giram sob o efeito de forças de arrasto, para a mesma velocidade de vento.

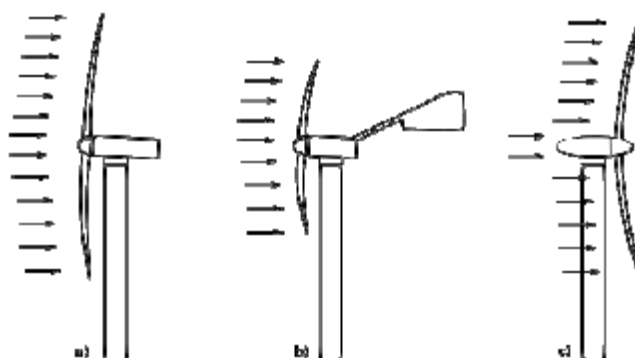


Figura 2.4 - Direcção do vento para Turbina de eixo horizontal, upwind e downwind. [21]

Como podemos ver na figura 2.4, existem dois tipos de turbinas eólicas de eixo horizontal. Na turbina do tipo upwind na figura 2.4 a) o vento incide na área de varredura do rotor pela parte frontal da turbina, já na b) o vento incide na área de varredura do rotor pela parte frontal da turbina, que comporta um leme de orientação do vento.

Nas turbinas do tipo downwind, como podemos ver na figura 2.4 c), o vento incide directamente na área de varredura do rotor por trás da turbina eólica. As turbinas downwind possuem uma vantagem teórica que reside no facto de não necessitarem de um mecanismo de orientação direcciona em relação ao vento, permitindo o auto alinhamento do rotor na direcção do vento. No entanto, têm vindo a ser descartadas, pois o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor.

2.4.3 - Comparação entre turbinas eólicas de eixo horizontal Vs. vertical

As vantagens das turbinas de eixo vertical são:

- Independente da direcção do vento, omnidireccionais;
- O gerador pode ser localizado no terreno, logo considera-se uma vantagem estrutural e manutenção de fácil acessibilidade;
- Menos ruído (tipo Darrieus não tem ponta de vórtice);
- Resiste a altas turbulências;
- Simétrica e estética.

Quanto às desvantagens destacam-se:

- C_p^4 baixa ($C_p \text{ HAWT}^5 = 0,45$; $C_p \text{ VAWT}^6 = 0,35$);
- Não muda o ângulo de ataque durante uma rotação;
- É necessária a fixação da extremidade superior do eixo (para turbinas grandes).

2.5 - Tipos de aplicações de turbina eólica

Um sistema eólico pode ser utilizado em três aplicações distintas: sistemas isolados, sistemas interligados à rede e sistemas híbridos. Estes obedecem a uma configuração básica e necessitam de uma unidade de controlo de potência e, em alguns casos, até de unidades de armazenamento.

⁴ C_p - Coeficiente de Potência.

⁵ HAWT - Turbina Eólica de Eixo Horizontal.

⁶ VAWT - Turbina Eólica de Eixo Vertical.

2.5.1 - Sistemas isolados

Normalmente os sistemas isolados utilizam fontes de energia complementares, ou baterias para armazenamento de energia eléctrica para posterior utilização Ou geradores diesel. No caso das baterias necessitam de um dispositivo controlador para controlar a carga que é usada em sistemas de pequeno porte. O controlador de carga tem como principal objectivo não deixar que haja danos na bateria por sobrecarga ou descarga.

Para a alimentação de equipamentos que operam com corrente alternada é necessária a utilização de um inversor, que normalmente incorpora um seguidor de máxima potência, necessário para optimização da potência produzida. [22]

Na figura 2.5, podemos ver a configuração de um sistema eólico isolado.

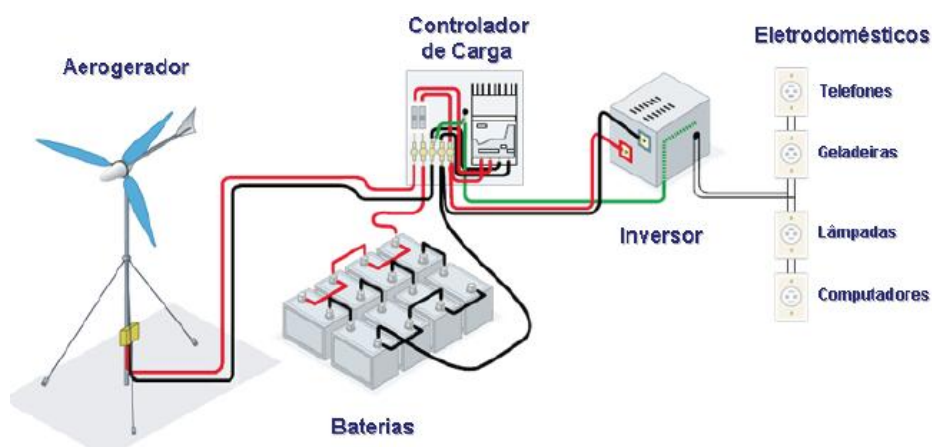


Figura 2.5 - Configuração de um sistema isolado. [22]

2.5.2 - Sistemas interligados à rede

Nos sistemas interligados à rede eléctrica, a corrente contínua é transformada em alternada através do inversor. Essa corrente é, então, injectada na rede eléctrica nacional, sendo contabilizada num sistema de contagem autónomo. [2]

Na figura 2.6, podemos ver a configuração de um sistema eólico interligado à rede eléctrica.

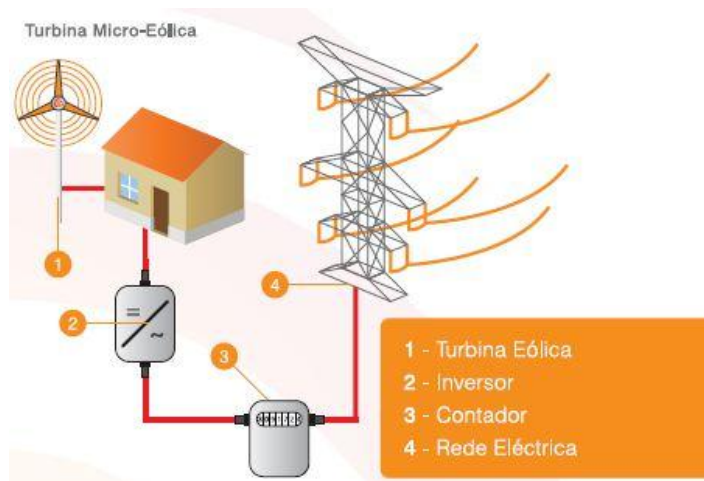


Figura 2.6 - Configuração de um sistema interligado à rede elétrica. [2]

2.5.3 - Sistemas híbridos

Na figura 2.7, verifica-se a configuração de um sistema eólico híbrido, devido à ocorrência de picos de produção dos recursos eólico e solar. Por serem diferentes em certos períodos do dia e do ano, os sistemas híbridos são mais eficientes na produção de energia, correspondendo às necessidades dos consumidores.

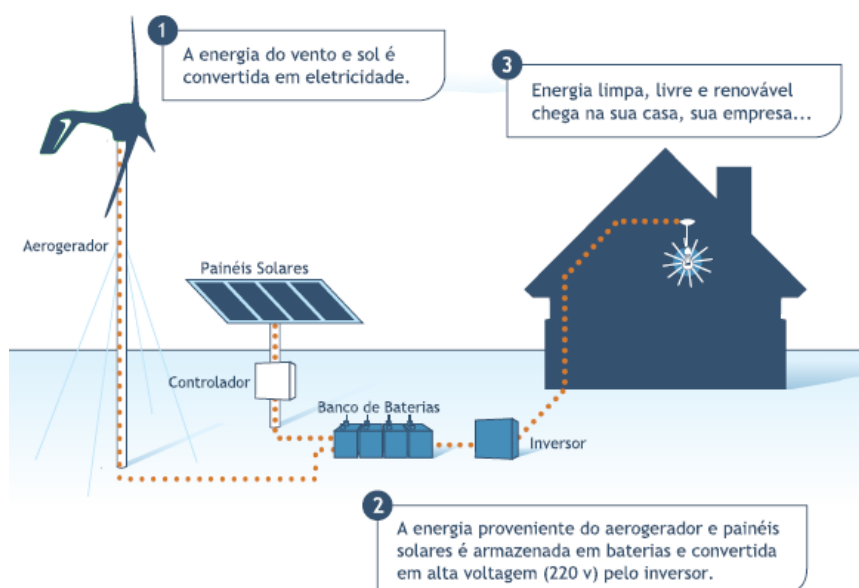


Figura 2.7 - Configuração de um sistema híbrido. [39]

2.6 - Comparação de Pequenas turbinas eólicas

Como podemos ver na tabela 2.3, observa-se uma comparação de várias turbinas eólicas fabricadas em todo o mundo. Aqui compara-se a área de varrimento e coeficiente de potência

que são necessários para comprovar a eficiência das turbinas consoante as diferentes características.

Tabela 2.3 – Comparação do C_p das turbinas, baseado na potência nominal. [21]

Modelo:	Proven 2.5	Proven 6	Proven 15
Área de varrimento [m^2]	9.2	23.8	63.6
C_p	0.25	0.24	0.22
Modelo:	Ampair 600	Ampair 300	Ampair 100
Área de varrimento [m^2]	2.3	1.1	0.7
C_p	0.38	0.22	0.14
Modelo:	Turban	QuietRevolution	Turby
Área de varrimento [m^2]	4.2	15.5	5.3
C_p	0.4	0.32	0.28
Modelo:	Energy Ball V100	IRTS-500W	IRTS-10M
Área de varrimento [m^2]	1.0	4.7	4200.0
C_p	0.17	0.24	1.15

A figura 2.8 apresenta a eficiência do funcionamento da turbina eólica (C_p) para diferentes velocidades de vento e todas estas curvas são publicadas pelo fabricante. Estes valores foram lidos de gráficos e nessa medida é natural haver imprecisões, uma vez que, os valores de potência das diferentes velocidades de vento são muito pequenos. [21]

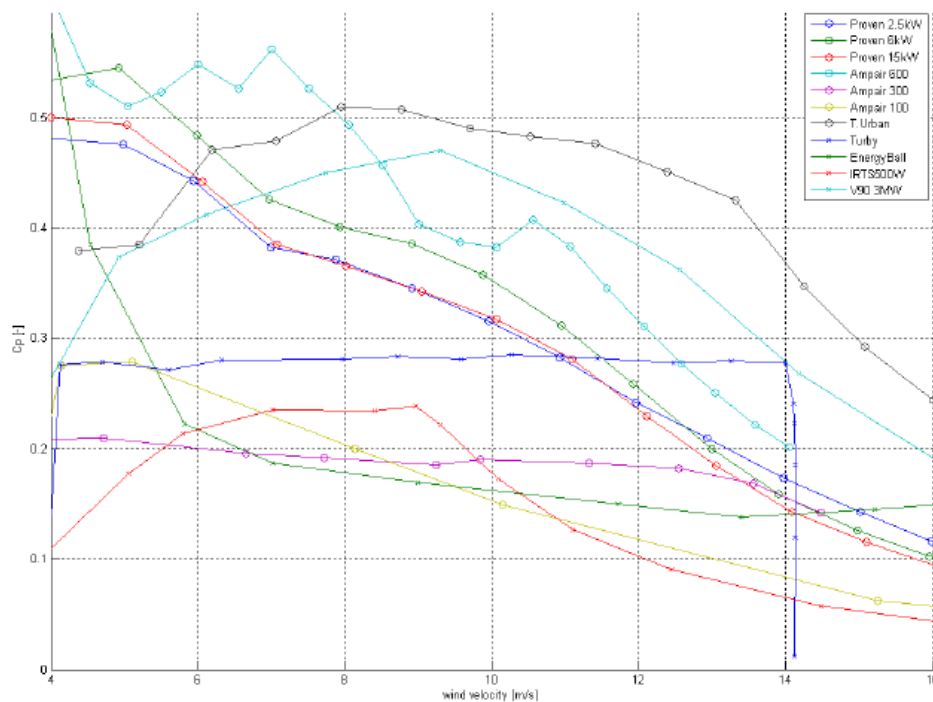


Figura 2.8 - Valores da eficiência do funcionamento de uma turbina eólica para diferentes velocidades do vento, obtidos por leitura de gráficos. [21]

Destacando e analisando a evolução da eficiência do funcionamento das micro e mini turbinas eólicas em função da velocidade de vento, observa-se na figura 2.8 as turbinas eólicas divididas por classes, mini e micro turbinas eólicas e turbinas eólicas de grande porte. As mini-turbinas são as Ampair de 100, 300 e 600 W e a Energy ball 100W. As micro-turbinas são as Proven 2.5, 6 e 15 kW e as micro-turbinas T.Urban e Truby, ambas de 2.5 kW.

Aos 8m/s, como se pode ver na figura 2.8, a micro-turbina eólica Turban atinge a sua maior eficiência energética. Pela comparação com as outras microturbinas eólicas comercialmente disponíveis pode verifica-se que Turban tem uma eficiência bastante mais eficaz e estável que as outras e que atinge melhores performances.

2.7 - Conclusão

O mercado de micro e mini turbinas está em constante evolução, vindo cada vez mais assumir um papel fundamental na produção de energia eléctrica. Existem diversos modelos de micro-turbinas que tem diferentes tipos de eficiência, estas turbinas tornam-se mais eficientes quando possuem sistemas de controlo de potência tais como: controlo por variação de passo (variação do ângulo das pás), controlo por perda aerodinâmica, controlo por inclinação das pás e controlo por orientação direcciona. Existem três tipos de sistemas de micro-turbinas, isolados, interligados com a rede e híbridos. Para o caso das turbinas isoladas podem ser aplicadas em sistemas eólicos de pequena dimensão para aplicações doméstica ou

móvel como barcos e caravanas. Estas podem ser as mini turbinas como apresentadas anteriormente, Ampair 100, 300 e 400W.

Como comprovado anteriormente a maior eficiência de uma micro-turbina é apresentada pela Turban. A Turban tem uma eficiência bastante mais eficaz e estável que as outras e que atinge melhores performances. Como podemos verificar pela figura 2.8 para as velocidades do vento entre os 6 e os 12 m/s a Turban apresenta uma eficiência entre 0.45 e os 0.5, da qual se pode afirmar que é a mais regular em relação às outras turbinas que apresentam mais variações a nível de eficiência de uma micro-turbina.

Como observado no ponto 2.4.3, verificamos que as micro-turbinas de eixo vertical são bastante mais vantajosas em relação as turbinas de eixo horizontal. Isto acontece devido à direcção do vento não ser muito bem definida em prédios altos, por isso o vento ao “soprar” em qualquer direcção o sistema de geração é accionado e pode ser aproveitado ao máximo, entre outros motivos.

Tabela 2.4 – Subclassificação de pequenas turbinas. [21]

Sub-classe	Diametro do rotor [m]	Classificações normativas (área varrida, A [m ²])	Aplicações comuns (Potência nominal, Pu [kW])
Micro Turbina	D < 1.6 m	A < 2 m ²	< 5 kW
Mini Turbina	1.6 m < D < 5 m	2 < A < 78.5 m ²	5 kW < Pu' < 50 kW
Pequena Turbina	5 m < D < 16 m	78.5 < A < 200 m ²	50 kW < Pu' < 500 kW

Um projecto de aerodinâmica optimizada de um micro rotor eólico apresenta dificuldades devido ao reduzido número de Reynolds a que estes rotores funcionam.

Capítulo 3

Exploração do recurso eólico

Este capítulo irá analisar os recursos do vento e as suas características: i) conhecer as características do vento num determinado local é relevante para o apoio a projectos que requerem o conhecimento das condições médias do vento, bem como informações sobre a natureza turbulenta do vento, ii) Avaliar o desempenho de uma micro-turbina para a determinação da produtividade de energia esperada e a rentabilidade de um sistema particular. iii) localização, pois existem requisitos a incluir na avaliação ou na previsão dos locais mais convenientes para instalar uma ou mais micro-turbinas. O requisito de operação inclui a necessidade de informações de recursos eólicos que podem ser utilizados na previsão da carga e previsão da vida ou manutenção do sistema.

O vento resulta do deslocamento de massas de ar, derivado dos efeitos das diferenças de pressão atmosférica entre duas regiões distintas e é influenciado por efeitos locais como a orografia e a rugosidade do solo. Essas diferenças de pressão têm uma origem térmica estando directamente relacionadas com a radiação solar e os processos de aquecimento das massas de ar. [8]

Assim, a energia eólica provém da radiação solar, sendo os ventos gerados pelo arrefecimento não uniforme da superfície terrestre. A velocidade do vento não é constante, aumentando com a distância do solo até determinada altura.

3.1 - Caracterização da camada limite atmosféricas (CLA)

A Camada Limite Atmosférica é a zona da atmosfera compreendida entre o solo e os 300-500 metros, na qual o efeito da perturbação aerodinâmica, provocada pelo solo, se torna desprezável. Assim, pode afirmar-se que o escoamento, junto da superfície da terra se rege por vários factores, entre os quais, os que mais influenciam no regime dos ventos, destacam-se, as variações da velocidade com a altura, a rugosidade da terra e a presença de obstáculos nas redondezas.

A altura da camada atmosférica, quando perturbada, e a variação em altura da velocidade do vento resultante provoca uma intensidade da perturbação provocada pela superfície.

O relevo e a rugosidade (fonte de turbulência) do solo influenciam decisivamente a velocidade do vento, tanto na direcção como na intensidade, ou seja, condicionam o perfil de velocidades do vento. Sendo que para diferentes altitudes correspondem diferentes rugosidades, por outro lado, se o perfil de velocidades for traduzido por uma função, função da distância à superfície z , é necessário que essa função seja também função da rugosidade aerodinâmica do terreno em causa.

O escoamento atmosférico num dado local passa pela necessidade de medição da velocidade e direcção do vento. Normalmente as medições experimentais realizadas nos locais onde se pretende instalar os parques eólicos são feitas para, pelo menos, doze meses consecutivos, ou até, prolongadas por períodos superiores por forma a reduzir incertezas associadas à variabilidade interanual do escoamento atmosférico. [9]

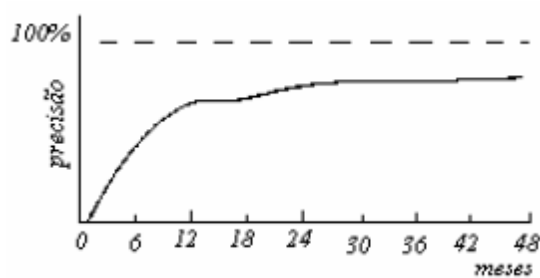


Figura 3.1 - Duração de uma campanha experimental vs precisão das estimativas. [Marques da Silva *et al.*, 1986]. [9]

A lei do tipo de potência é o tipo de equação há mais tempo utilizado para descrever a evolução da velocidade média do vento em altura até à altura da camada limite δ e é dada por:

$$\bar{U}(z) = \bar{U}_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{\alpha}, \quad (1.1)$$

em que, \bar{U}_{ref} corresponde à velocidade média à altura de referência z_{ref} , α é o expoente da lei potencial, que depende da rugosidade aerodinâmica do terreno. [10]

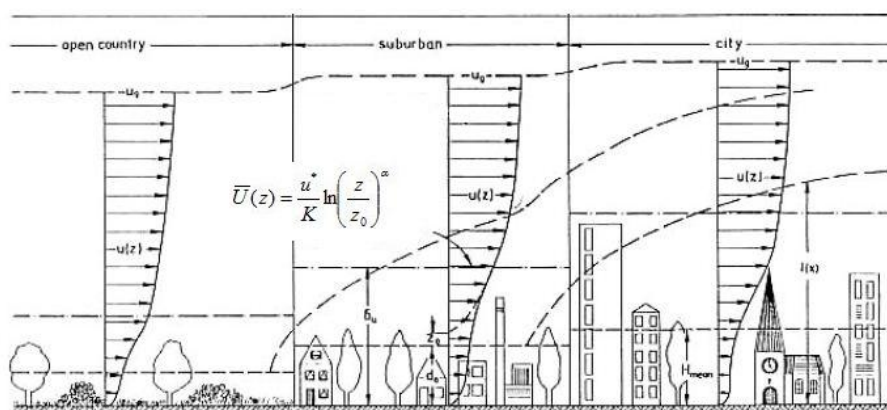


Figura 3.2 - Camada Limite Urbana (Plate, 1995).

A lei do tipo logarítmico é dado por:

$$\bar{U}(z) = \frac{u^*}{K} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha, \quad (1.2)$$

em que, u^* corresponde à velocidade de atrito, que é dada por $\sqrt{\tau_0 / \rho}$, em que τ_0 é a tensão de arrastamento superficial (tensão exercida pelo ar na superfície de terreno) e ρ é a massa específica do fluido. K - Constante de *von Karman* $\approx 0,4$; z_0 - escala de rugosidade, que caracteriza a rugosidade do terreno [m]; z - Altura acima do solo [m].

Tabela 3.1 – Relação entre z_0 e o tipo de terreno. [11]

Tipo de terreno	z_0 (metros)
Plano (mar, areia, neve)	0,001 - 0,02
Moderadamente rugoso (ervas curtas, campos de trigo)	0,02 - 0,3
Rugoso (bosques, bairros)	0,3 - 2
Muito rugoso (cidades, edifícios)	2,10

3.1.1 - Orografia local

A orografia constitui um dos elementos mais importantes na caracterização do escoamento atmosférico de um dado local, dada a sua elevada dependência da complexidade do terreno em análise. As montanhas podem alterar as características do escoamento atmosférico de diferentes formas. O aquecimento das encostas das montanhas, durante o dia, e o arrefecimento, durante a noite, fazem com que o ar adjacente à montanha aqueça ou arrefeça por condução e mistura. A diferença de temperatura que se faz sentir entre o ar perto da montanha e o ambiente circundante vai dar origem a fenómenos de brisa. Quando a estabilidade estática é neutra, o escoamento sobre as montanhas cria gradientes de pressão na direcção do escoamento que, juntamente com atrito por fricção à superfície pode produzir a separação do fluxo. [12]

Este fenómeno vai provocar turbilhões em esteira a montante ou a jusante da montanha, podendo atingir distâncias de várias vezes a altura da montanha, consoante o declive da mesma.

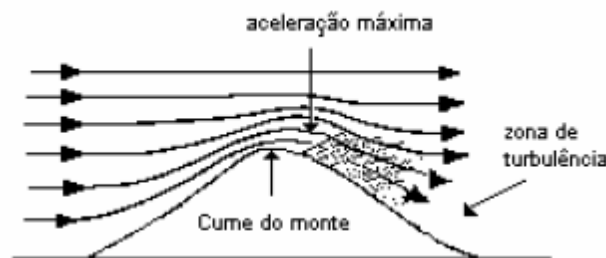


Figura 3.3 - Aceleração do vento sobre uma elevação. [26]

Como podemos verificar na figura 3.3, quando existe separação a jusante da montanha, a esteira produzida pode ir até 10 ou 20 vezes a altura do cume da elevação; quando ocorre a montante, os turbilhões produzidos “aninham-se” na base da mesma e são constrangidos pela sua presença.

Este fenómeno é quase inexistente em elevações de inclinação suave e, neste caso, existe concentração das linhas de corrente, originando um aumento da velocidade do vento e consequente aumento de energia. [25]

3.1.2 - Obstáculos e rugosidade

Para analisar o comportamento do vento, devem ser feitas considerações no estudo de áreas com rugosidade homogênea e terreno plano com um comprimento de rugosidade correspondente a um ambiente urbano, sendo o vento em zonas urbanas caracterizado por fortes efeitos 3D e separação no topo das extremidades dos edifícios. Os exemplos para a redução do fluxo de vento, o aumento da tensão tangencial à superfície do material e a mudança de trajectória do vento, ocorrem normalmente quando o vento passa numa região homogênea, com baixa rugosidade, para outra com alta rugosidade, a zona urbana.

Assim é formada uma nova camada, camada interna, que cresce lentamente mais no interior do que no exterior. Também são formados vórtices, escoamento giratório onde as linhas de corrente apresentam um padrão circular, devido à diferença entre a alta turbulência gerada pela maior rugosidade e a menor turbulência existente fora da região. A velocidade do vento diminui com o aumento da turbulência. [7]

Sobre um edifício cúbico simples são considerados os seguintes parâmetros:

- O fluxo de vento sobre um edifício gera uma zona de pressão positiva contra o vento e zonas de pressão negativas nas faces laterais.
- Desvio de trajectória nas zonas de pressão, movimentos do fluxo secundário, separação e turbulência adicional.
- Quando o vento é normal e o edifício cúbico simples se encontra a favor do vento, a zona de vórtice será cerca de 1,5 a 2 vezes a altura do edifício medido na face a favor do vento.
- Se no edifício for maior a interferência no fluxo, aumenta o comprimento da área de vórtice sendo cerca de 12 vezes a altura do edifício.
- Para um edifício isolado, o perfil do vento pode incutir um conjunto de vórtices em forma de ferradura que se desenvolve na base do edifício e continua na direcção do vento.

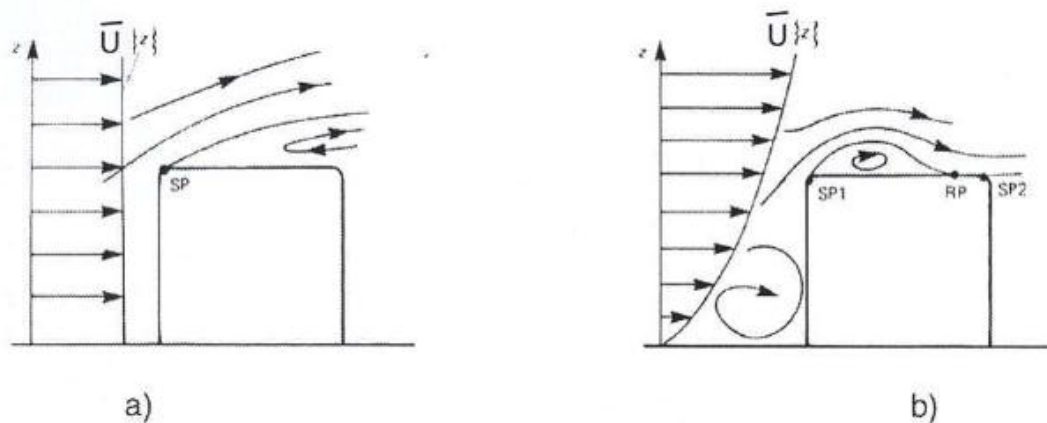


Figura 3.4 - Desenvolvimento das linhas de corrente em torno de um edifício a) Escoamento uniforme; b) Escoamento com Camada Limite. [27]

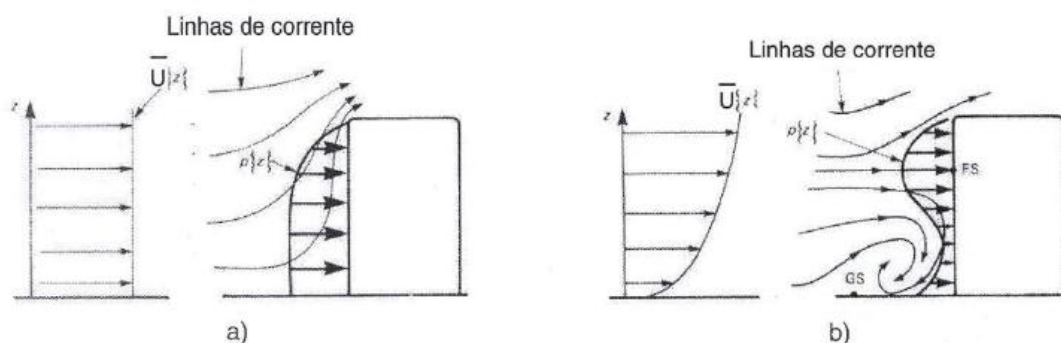


Figura 3.5 - Distribuição de pressões e características do escoamento na face frontal de um obstáculo a) Escoamento Uniforme; b) Camada Limite. [27]

Os efeitos tridimensionais associados ao caso das figuras, 3.4 e 3.5, são mais complexos. A inversão do sentido do escoamento, associada ao campo tridimensional, tem nome de vórtice em ferradura, provocando pressões relativas negativas junto aos cantos inferiores do obstáculo, como referido anteriormente.

3.1.1 - Intensidade e turbulência

O escoamento turbulento é caracterizado pela existência de variações rápidas da velocidade e trajetórias irregulares. Existe uma transferência contínua de energia entre as partículas do fluido ao longo do escoamento. Estas flutuações variam em direção e magnitude. Dado que este escoamento gera problemas na medição de pressões e temperatura, recorre-se a experiências já efectuadas para dedução de fórmulas. Define-se escoamento turbulento com número de Reynald superior a 4000 (aproximadamente).

3.2 - Caracterização do comportamento do vento

Para desenvolver um sistema de conversão de energia eólica em energia eléctrica ou mecânica, é necessário conhecer a distribuição da frequência da velocidade do vento. Este é bastante utilizado em projectos de engenharia civil, mais propriamente, no ramo de estruturas. O modelo estático que se torna mais adequado para descrever a distribuição de frequência da velocidade do vento é o modelo de Weibull, que tem vindo a ser estudado ao longo destes últimos anos para melhor analisar a distribuição da velocidade do vento.

Como podemos verificar na figura 3.6, temos a representação do modelo de Weibull, onde A é o factor de escala em unidades de velocidade do vento e o k é o factor de forma, adimensional.

O método mais indicado, para o cálculo dos parâmetros da distribuição de *Weibull* para os parâmetros A (factor de escala) e k (factor de forma) estimados, é o método dos mínimos quadrados, que representa, de forma razoável, as frequências mensais da velocidade do vento nos locais estudados.

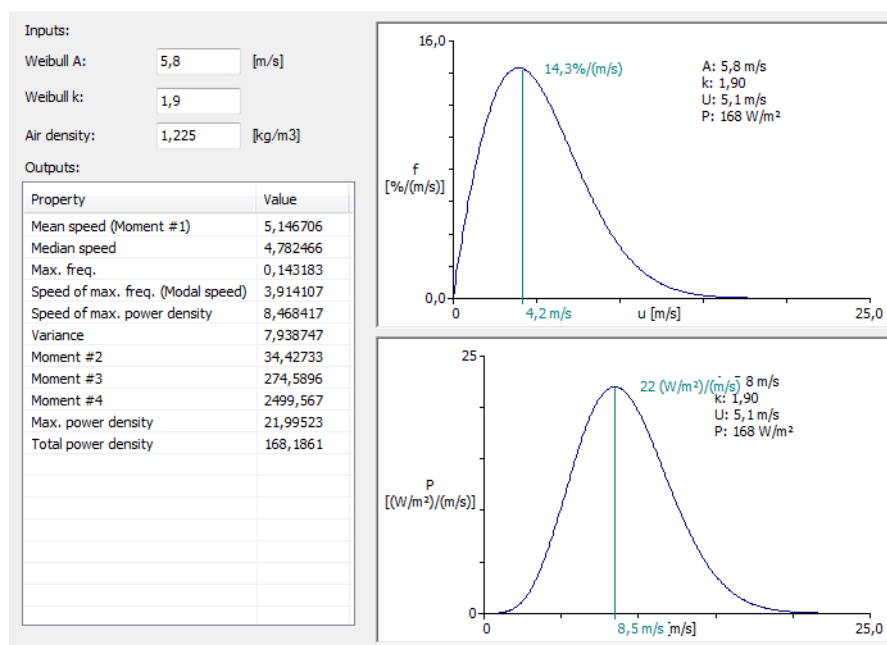


Figura 3.6 - Representação do modelo de *Weibull*, para os parâmetros A e k. [software WASP]

Uma vez normalizado o perfil do vento, de acordo com a distribuição de Weibull, é possível obter a potência que se pode esperar de um sistema.

3.3 - Caracterização da potência do vento

A potência disponível pelo vento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica na conversão de energia eléctrica. Para ter isto em conta, é introduzido um índice, denominado coeficiente de potência C_p , que pode ser definido como a fracção da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor.

Para determinar o valor máximo desta parcela de energia extraída do vento, o físico alemão Albret Betz considerou um conjunto de pás num tubo onde v_1 representa a velocidade do vento na região anterior às pás, v_2 a velocidade do vento no nível das pás e v_3 a velocidade do vento após deixar as pás. [22]

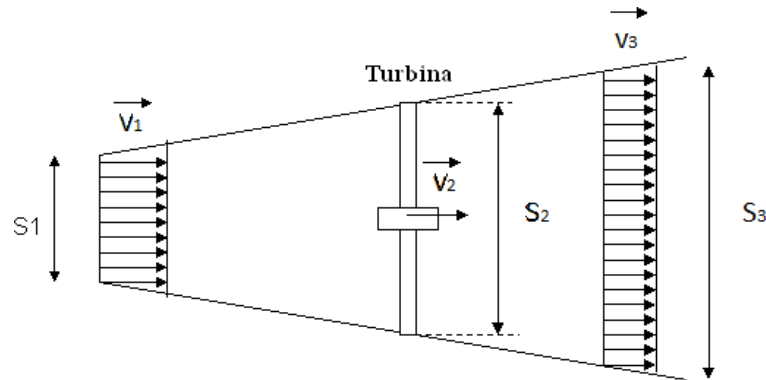


Figura 3.7 - Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás. [32]

Considerando o deslocamento homogêneo do fluxo de ar a uma velocidade v_1 que é atrasada pelo conjunto de pás assumindo uma velocidade de v_3 a jusante das pás.

A energia cinética extraída pela turbina eólica é a diferença entre a energia cinética a montante e a energia cinética a jusante do conjunto de pás.

A potência extraída do vento é dada por:

$$E_{ex} = \frac{1}{2} m(v_1^2 - v_3^2) , \quad (2.1)$$

Fazendo considerações externas sobre a relação entre as velocidades v_1 e v_3 temos:

- A velocidade do vento não é alterada ($v_1 = v_3$), logo nenhuma potência é extraída;
- A velocidade do vento é reduzida a zero, neste caso o fluxo de massa de ar é zero, logo, nenhuma potência é retirada.

A velocidade referente ao máximo de potência extraída é um valor entre v_1 e v_3 . Este valor pode ser calculado se a velocidade no rotor v_2 for conhecida.

$$m = \rho A v_2 , \quad (2.2)$$

Pelo teorema de Rankine-Froude podemos assumir uma relação entre as velocidades v_1 , v_2 e v_3 é dada por:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} , \quad (2.3)$$

Se inserirmos a equação 2.2 e a equação 2.3 na equação da potência extraída do vento, temos:

$$E_{ex} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[1 + \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\}, \quad (2.4)$$

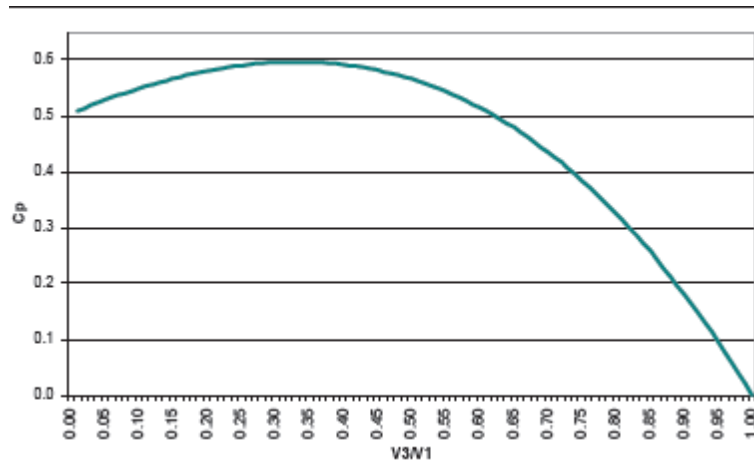


Figura 3.8 - Distribuição de C_p em função de v_1/v_3 . [22]

A energia é extraída pela desaceleração do vento e transformação da energia cinética em energia eléctrica. Uma óptima teoria do coeficiente de potência é dada por Betz. Como podemos ver na fórmula 2.5.

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v_{wind}^3 A_{rotor}}, \quad (2.5)$$

em que, P é a energia produzida numa certa velocidade de vento, ρ é a densidade do ar, A rotor é a área de varredura do rotor e v é a velocidade do vento longe da influência da turbina eólica. C_p representa a eficiência do funcionamento da turbina eólica (coeficiente de potência) e a energia produzida durante a potência disponível no vento. [21]

Em condições normais a densidade do ar é considerada 1.225 kg/m³, para 15°C e 1013 hPa.

As figuras 2.9 e 2.10 mostram-nos as principais forças actuantes numa pá da turbina eólica, assim como ângulos de ataque (α) e de passo (β). A força de sustentação é perpendicular ao fluxo do vento resultante visto pela pá (V_{res}), resultado da subtracção vectorial da velocidade do vento incidente (V_w) com a velocidade tangencial da pá da turbina eólica (V_{tan}).

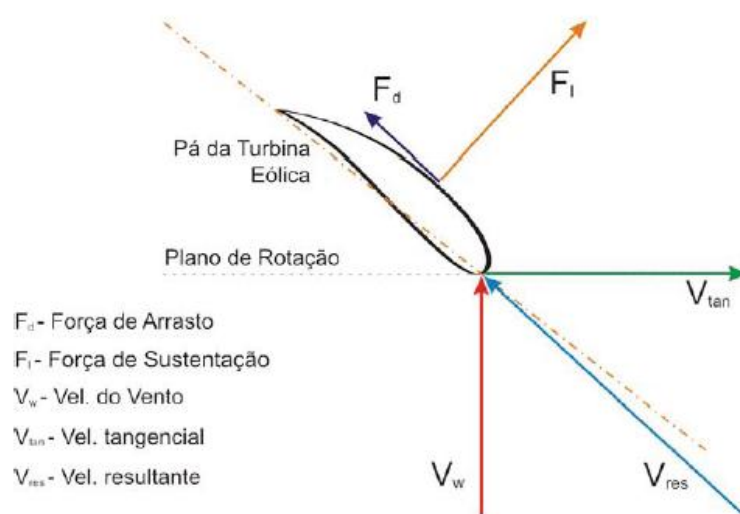


Figura 3.9 - Principais forças actuantes numa pá de uma turbina eólica. [22]

O coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ depende das características da turbina eólica, com a função da razão de velocidades λ e o ângulo de passo das pás da turbina eólica β .

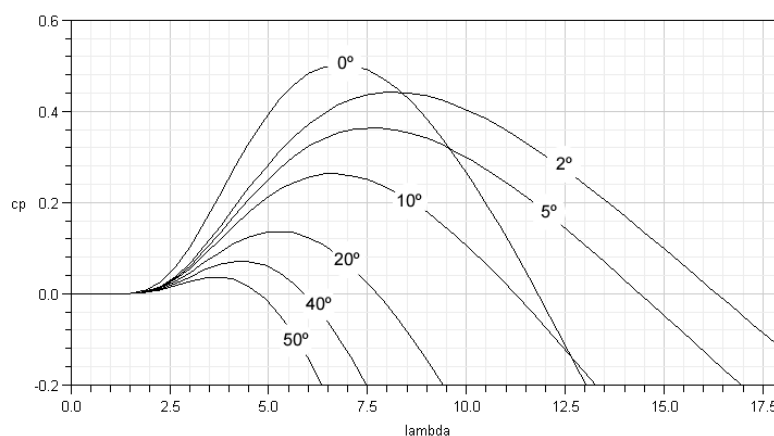


Figura 3.10 - Características $C_p(\lambda, \beta)$ traçadas em função de aproximações numéricas [22]

3.4 - Conclusões

Existem dificuldades na medição do vento que são reforçadas pelos custos elevados dos exercícios experimentais, nos quais são utilizados para medir nos desempenhos das turbinas eólicas. Este facto torna-se um grande impasse no desenvolvimento de aproveitamentos urbanos de energia eólica.

Em forma de conclusão verificamos que para uma correcta representação das condições do escoamento em torno de um edifício é necessário reproduzir tanto o perfil de velocidades médias e o perfil de intensidade de turbulência. Quando este acontece em torno de uma

secção rectangular causa a separação do escoamento nos vértices rectos que dá origem a camadas de recirculação e formação de vórtices.

Quando um determinado escoamento atravessa um obstáculo geram-se pressões e, consequentemente força nesse obstáculo. A determinação dos perfis de velocidades são feitas através de anemómetros permitindo a medição da velocidade a uma altura $U(z)$ e a medição da velocidade média do vento.

Perante estes dados verificamos a grande importância do estudo sobre o escoamento turbulento e sua influência num sistema de microgeração eólico e que para este são necessários grandes investimentos a nível económico, uma forma de minimizar esses estudos é recorrer a informações que se encontrem na base de dados de vento ou altas do potencial eólico.

Capítulo 4

Regulamento da microgeração

As unidades de microprodução estão regulamentadas para a produção de energia eléctrica com instalações de muito pequena potência. A injeção de energia na rede é obrigatoriamente monofásica, podendo a fonte de energia eléctrica ser de corrente contínua, corrente alternada monofásica ou corrente alternada polifásica.

A Direcção Geral de Energia e Geologia, DGEG, tem a competência para a coordenação do processo de gestão da microprodução, nomeadamente:

- Criar, manter e gerir o Sistema de Registo de Microprodução;
- Realizar as inspecções necessárias à emissão do certificado de exploração;
- Emitir o certificado de exploração;
- Criar e manter uma base de dados de elementos-tipo que integram os equipamentos das unidades de microprodução;
- Manter a lista actualizada das entidades instaladoras;
- Construir uma bolsa de equipamentos certificados;
- Regulamentar os tipos de relatórios e formulários electrónicos;
- Fornecer informações relativamente às diversas soluções de produção de electricidade e de aquecimento;
- Realizar campanhas de sensibilização para as soluções de água quente solar e outras;
- Aprovar regras técnicas específicas para as instalações de microprodução.

Quanto à entidade instaladora de unidades de microprodução, só podem exercer a actividade de instalação os empresários em nome individual ou sociedades comerciais, desde que possuam Alvará passado pelo InCI, Instituto da Construção e do Imobiliário, para a execução de instalações de produção de electricidade, sendo que, cada entidade instaladora deve dispor pelo menos de um técnico responsável por instalações eléctricas (DR nº31/83, de 18 de Abril).

4.1 - O micro produtor

O micro-produtor tem como direitos estabelecer uma unidade de microprodução por cada instalação eléctrica de utilização, ligar a unidade de microprodução à RESP, após a emissão do certificado de exploração e vender toda a electricidade produzida pela potência permitida à RESP. Tem ainda o dever de entregar a electricidade em conformidade com as normas técnicas de modo a não causar perturbações na RESP, produzir electricidade apenas a partir das fontes de energia registadas, consumir o valor produzido no caso da co-geração, realizar um contrato de compra e venda de electricidade e prestar à DGEG, CERTIEL, DRE, ao comercializador e ao distribuidor todas as informações solicitadas.

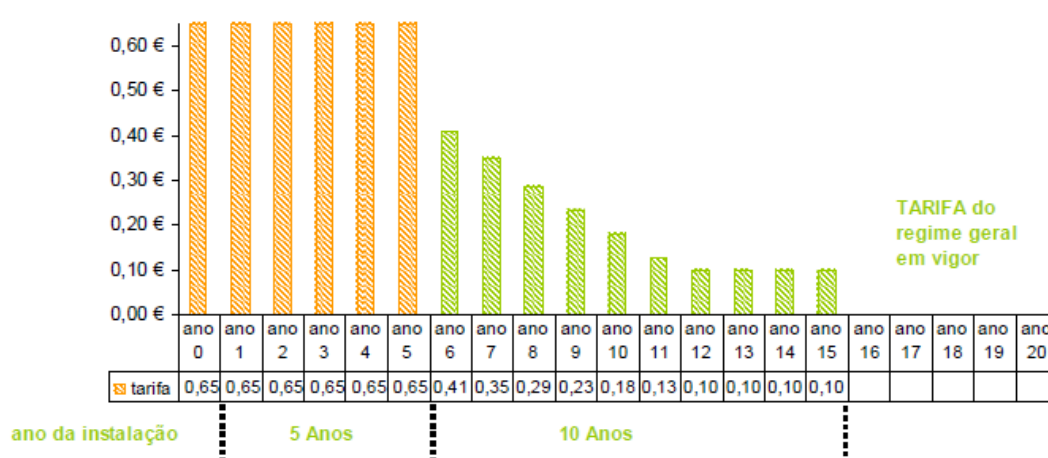


Figura 4.1 - Evolução da tarifa de um determinado micro-produtor [14]

Para o caso da produção de electricidade por uso combinado de fontes renováveis, a tarifa é apurada em função da média ponderada das correspondentes percentagens individuais das diferentes tecnologias utilizadas, recorrendo à seguinte fórmula de cálculo:

$$T_V = \frac{LME_{PS}(T_R \times P_S) + LME_{RP}[0,7(T_R \times P_E) + 0,3T_R(P_H + P_B)]}{LME_{PS} \times P_S + LME_{RP}(P_E + P_H + P_B)}, \quad (1.3)$$

em que, T_V representa a tarifa de venda; LME_{PS} representa os limites máximos anuais da energia vendida de produção solar; T_R a tarifa de referência; LME_{RP} os limites anuais máximos de energia vendida das restantes produções; P_S a potência solar; P_E potência eólica; P_H a potência hídrica e P_B a potência biomassa.

Existem dois regimes de venda de electricidade através de energias renováveis para qualquer particular ou entidade que disponha de um contrato de compra de electricidade, em Baixa Tensão.

Regime Bonificado [14]:

- Produção de energia até 50% da potência contratada num máximo de 3,68 kW;
- Particulares: Obrigatório dispor no mínimo 2 m² de área de colectores solares térmicos;
- Condomínios: Obrigatória certificação energética do edifício;
- Limite único: 3,68 kW;
- Tarifa de venda bonificada
- Solar: 0,55 €/kWh
- Eólica: 0,39 €/kWh
- Sistema Solar + Eólico: média ponderada das percentagens individuais.

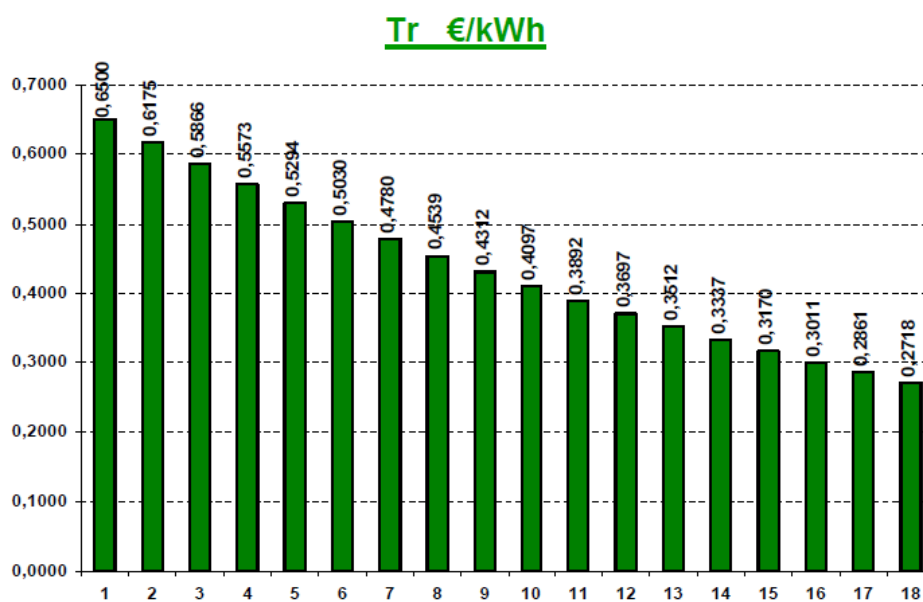


Figura 4.2 - Redução da tarifa de referência por cada 10MW de potência de ligação Registada para o regime bonificado [14].

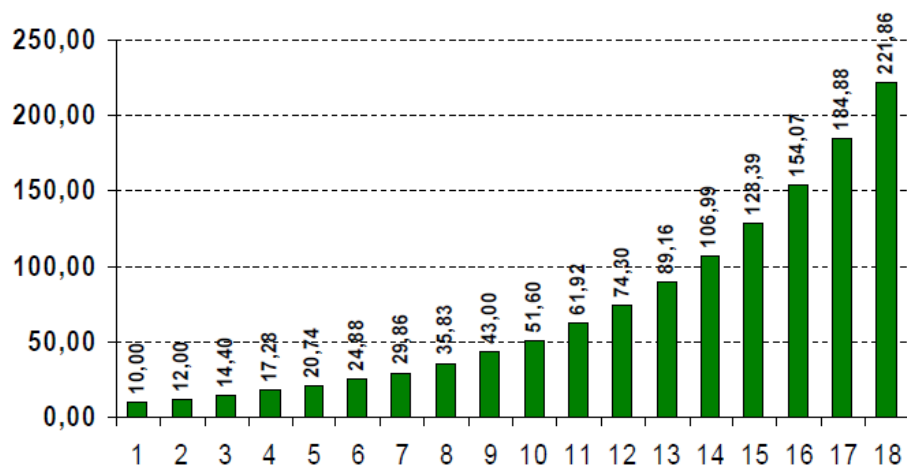


Figura 4.3 - Limite anual da potência de ligação Registada em MW para o regime bonificado [14].

Regime Geral [13]:

- Produção de energia até 50% da potência contratada num máximo de 5,75 kW
- Tarifa de venda de electricidade igual à tarifa de compra 0,12 €/kWh

Os dois regimes estão sujeitos a inscrição, como micro-produtor, no *site* “Renováveis na Hora”.

O Decreto-lei 363/2007, de 2 de Novembro, define as etapas necessárias para ligação à rede de um sistema de microgeração [14]:

1. Registo *online*, no portal www.renovaveisnahora.pt;
2. Pagamento de uma taxa de inscrição (280 €);
3. Após o registo provisório, o futuro produtor terá 120 dias para proceder à instalação da unidade e requerer o certificado de exploração, através da internet;
4. Inspecção da instalação com o objectivo de verificar se todos os requisitos legais estão cumpridos. Caso o parecer seja favorável, é emitido um certificado de exploração. Se existirem não conformidades, é entregue uma lista de pontos a corrigir e será marcada uma nova inspecção;
5. Celebração de contrato com o Comercializador de Energia (EDP).

4.2 - A função do SMR

Pelo Artigo 13.º do novo Decreto-Lei n.º118-A de 2010 de 25 de Outubro, o registo é efectuado e processado electronicamente no Sistema de Registo de Microprodução (SRM). Este processo inicia-se com a inscrição do promotor, seguido pela fase de aceitação, passando, por um último processo, o da atribuição da potência de ligação, concluindo assim o registo. Para a atribuição do registo definitivo, torna-se necessária a emissão do respectivo certificado de exploração, disponibilizada pelo SMR, após a instalação da unidade de microprodução pelo produtor.

As inspecções têm um prazo de caducidade de quatro meses após a data de registo e para efectuar alterações substanciais na instalação de microprodução deve prever-se um novo registo na totalidade da instalação, anulando o último registo de entrada. [29]

4.3 - Incentivos fiscais

A aposta em energias renováveis apresenta incentivos fiscais que podem tornar os custos apelativos para o consumidor final ou, no caso de empresas, amortizar por completo, em apenas quatro anos, o investimento efectuado.

IRS - Imposto sobre o Rendimento Singular:

De acordo com o Orçamento de Estado de 2008, são dedutíveis à colecta, desde que não susceptíveis de serem considerados custos na categoria B, 30% das importâncias despendidas com a aquisição de equipamentos novos para utilização de energias renováveis e de equipamentos para produção de energia eléctrica e/ou térmica por microturbinas, com potência até 100 kW, que consumam gás natural, incluindo equipamentos complementares indispensáveis ao seu funcionamento, com o limite de 777€ [13].

IRC - Imposto sobre o Rendimento Colectivo:

As empresas que invistam em equipamento solar podem amortizar o respectivo investimento no período de quatro anos, visto ser de 25% o valor máximo da taxa de reintegração e amortização aplicável (Dec. Reg. N.º 22/99, de 6 de Outubro). Trata-se de uma importante medida, por permitir a amortização dos sistemas solares em quatro anos, independentemente de outros incentivos [13].

IVA - Imposto de Valor Acrescentado:

De acordo com a Lei nº 109-B/2001, de 27 de Dezembro, os equipamentos específicos para a captação e aproveitamento da energia solar estão sujeitos à taxa intermédia de 12%.

O Orçamento do Estado para 2008 aprovou também uma dedução fiscal para juros e obras em habitação própria nos edifícios com maior eficiência energética (classificação A ou A+) com a bonificação de 10% [13].

4.4 - Nova legislação para a microprodução de energia eléctrica

No sentido de reduzir a dependência energética do país face ao exterior, procedeu-se à rectificação do Decreto-Lei que altera o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, microprodução. Procede-se, então, à segunda alteração do Decreto-Lei n.º 363/2007 e à segunda alteração do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro. Deste modo, pretende garantir-se o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal, no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, reduzir em 25% o saldo de importação de energia eléctrica com a energia produzida a partir de fontes endógenas, criar riqueza e desenvolver um grupo industrial associado à promoção da eficiência energética.

O presente Decreto-Lei cria condições para a produção de electricidade em baixa tensão, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis.

Deste modo as principais alterações ao Decreto-Lei n.º 363/2007 e ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, são [29]:

- O aumento da quantidade de electricidade que se pode produzir através de um micro-produtor, incentivando à descentralização da produção em baixa tensão. Passa assim a ser permitida a produção de 25 MW por ano e ser obrigatório, para a generalidade dos comercializadores que fornecem electricidade, comprar a electricidade microgerada.
- São criados mecanismos para garantir o acesso à microprodução, com base em critérios de interesse público.
- Os procedimentos relacionados com o registo da produção, em regime de microprodução, passam a ser mais simples e mais transparentes.
- O regime bonificado da venda de electricidade, que apenas é acessível mediante o cumprimento de determinadas condições, é ajustado para se tornar mais adequado aos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução.
- A tarifa de referência é fixada em 400 €/MWh para o primeiro período e em 240 €/MWh para o segundo período, nos termos do n.º 3, sendo o valor de ambas as tarifas sucessivamente reduzido anualmente em 20 €/MWh.
- A microgeração em condomínios pode ter uma potência de ligação até 11,04 kW, mantendo as restantes o limite de 3,68 kW. A potência máxima aplica-se em condomínios com seis ou mais habitações e contador trifásico.
- A tarifa a aplicar consoante o tipo de energia primária utilizada é de 80% para energia eólica (alínea b).
- A electricidade vendida nos termos dos números anteriores é limitada a 2,4 MWh/ano no caso das alíneas a) e b), nos restantes casos envolvendo outras tecnologias é de 4 MWh/ano, por kWp instalado.

4.5 - Conclusões

Através desta nova legislação é dado um significativo contributo para o cumprimento das metas estabelecidas na estratégia Nacional de Energia 2020 e aprova medidas para a implementação da produção descentralizada de energia.

Com a instalação de unidades de microgeração é garantido o retorno do investimento efectuado, para uma tarifa bonificada nos primeiros 15 anos. Com a nova Legislação é aumentada a quantidade de electricidade que pode ser produzida. Existem mecanismos para garantir acesso à microgeração com base em critérios de interesse público e os procedimentos relacionados com o registo em regime de microprodução passa a ser mais simples e mais transparentes.

Com o acesso ao regime bonificado a venda de electricidade é apenas acessível mediante o cumprimento de determinadas condições e fica associado à implementação de medidas de eficiência energética.

Capítulo 5

Estudo de um modelo de potencial eólico com microgeração

A Camada Limite Atmosférica (CLA) é caracterizada pela acção do vento sobre estruturas e é influenciada pelos perfis de velocidades e de turbulência que incidem sobre elas. Estes estudos tornam-se bastantes interessantes e benéficos no sentido de o consumidor tirar bastante partido do potencial eólico em regime de microgeração. Assim aposta-se mais na eficiência energética tendo como base tecnologias de produção dispersa.

5.1 - Objectivos

Neste capítulo temos como objectivo o estudo e avaliação do potencial eólico em regime urbano, mais propriamente em zonas bastante edificadas, para instalação de tecnologias de microgeração como microturbinas eólicas. Para este fim, foi feita uma simulação numa pressuposta zona urbana, tendo em conta os principais requisitos como o local a ser implementado numa determinada região e a altura do mastro da turbina eólica. O estudo recai sobre factores que influenciam a performance da microturbina eólica, a saber, a turbulência, caracterizada por rajadas de vento e velocidade média de vento que se podem tornar repentinas. Aí, serão criados os pontos e superfícies a diferentes alturas como poderemos ver mais à frente, de modo a perceber como a altura influência a instalação de tecnologias de microgeração eólica.

5.2 - Cenário

As simulações foram baseadas em cenários, onde com recurso ao *software* Google *SketchUp* 8, foram criados vários cenários simulando zonas urbanísticas, com a construção de edifícios em três dimensões.

5.2.1 - Cenário base

Neste cenário base, é apresentada uma configuração típica de uma zona urbana, uma zona hipoteticamente mais aproxima do real. São apresentados edifícios de altura variável e

com ruas que potenciam colunas de ventilação variável. Com o objectivo de avaliação do impacto de vários edifícios num sistema de microgeração eólica.

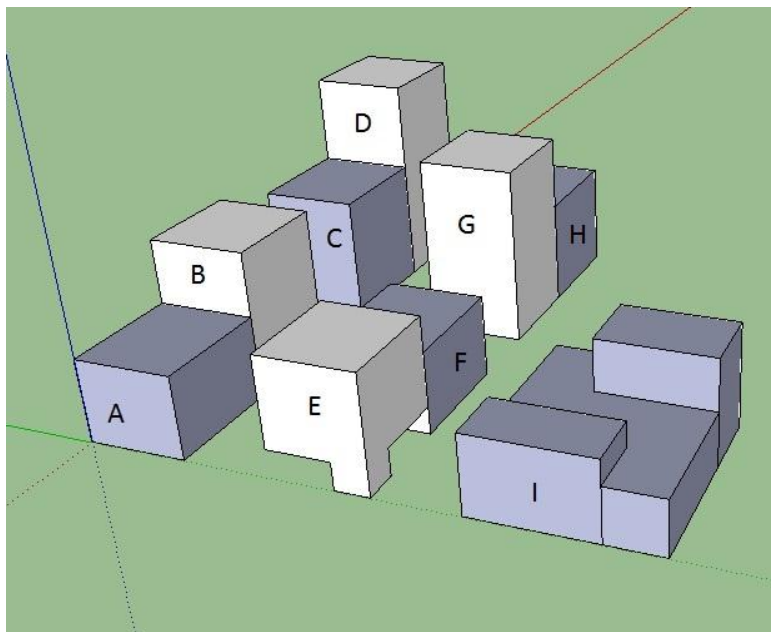


Figura 5.1 - Representação de uma rua de uma zona urbana com vários tipos de edifícios, regulares e irregulares.

Como podemos ver na figura 5.1, temos uma vista frontal da rua que será o nosso caso de estudo. Os edifícios encontram-se identificados por letras e diferenciados por vários tamanhos e formas geométricas diferenciadas.

Dimensões dos edifícios no plano z,y,x:

- A - 10x13x16
- B - 18x13x14
- C - 17x13x16
- D - 28x13x14
- E - 16x13x14
- F - 11x13x16
- G - 24x13x14
- H - 14x13x16
- I - 14x23x27

O cenário base apresenta dois tipos de simulações distintas, nos pontos e superfícies, ou seja, existem dois tipos de simulações para dois tipos de um conjunto de pontos e superfícies para análise dos parâmetros. Passam a ser chamados de cenário a e cenário b, respectivamente. Para a criação do cenário foi considerado o impacto do potencial eólico em zonas que apresentam edifícios irregulares e muito próximos uns aos outros, com avenidas em que o fluxo de ar pode obter variadas direcções e velocidades. Com isto temos a percepção de como o potencial eólico numa zona urbana é caracterizado e se é ou não adequado para instalação de micro-turbinas eólicas.

5.3 - Análise de funcionamento do UrbaWind

Para a simulação dos cenários referidos anteriormente, foi utilizado o *software* denominado por *Urbawind*, que foi desenvolvido pela empresa *Meteodyn - Meteorology & Dynamics* e membro da EWEA e da AWEA. [33]

Para se ter uma melhor percepção de como funciona o *software* serão apresentados o ambiente gráfico onde são introduzidos os dados e os resultados. Sendo assim temos:

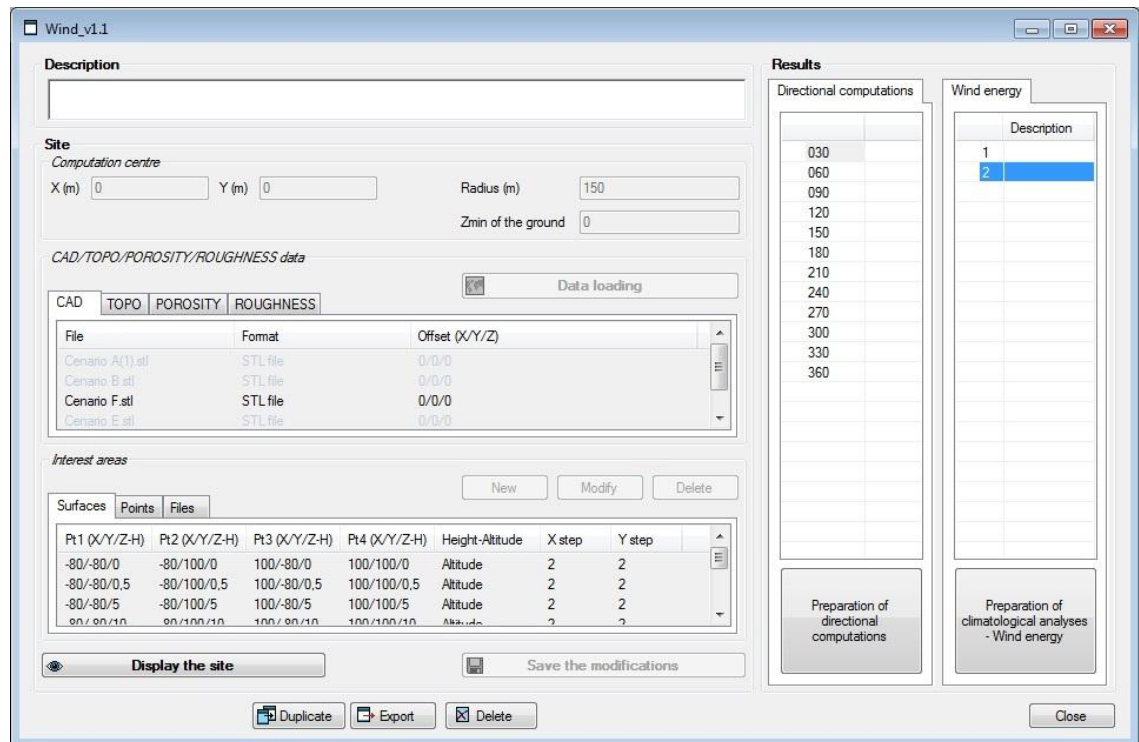


Figura 5.2 - Representação da interface gráfica do *software* para a simulação no UrbaWind.

Esta janela encontra-se dividida em duas zonas, a zona da esquerda corresponde “Description” e ao “Site”, a zona à direita corresponde aos “resultados”.

Dentro do “Site”, como podemos ver, possui várias zonas para se proceder à simulação. Numa primeira fase é necessário preencher o “computation center”, centro computacional do local estudado, bem como o seu raio. Caso estes não sejam especificados, o cálculo é efectuado automaticamente pelo *software*.

O cálculo automático do centro de computação é o centro de gravidade dos edifícios e porosidades. Daí ser necessário introduzir o centro de computação do local de estudo, nas coordenadas x e y, em metros, referência para a simulação dos edifícios e para os planos em análise que são introduzidos em “Surfaces”. Será necessário também introduzir o raio em “radius”, que é o raio do centro computacional, abrangendo uma área computacional para a simulação e a altura mínima em “Zmin” que corresponde à altura mínima do centro computacional no qual se pretende iniciar a simulação.

Segue-se a introdução da nossa área de simulação (zona urbana), que é carregada no local de introdução de ficheiros com vários tipos de extensão (.cad e .stl), ou seja, no CAD/TOPO/porosidade/ rugosidade. É assim possível visualizar os dados que representam a

nossa área de simulação, como por exemplo os prédios, topografia do terreno, os elementos porosos (i.e. vegetação) e rugosidade da envolvente. Os parâmetros de topo, porosidade, rugosidade não foram analisados, uma vez que a nossa área de interesse não possui tais elementos.

O próximo passo é criar as superfícies e pontos. As áreas de interesse a simular devem ser os pontos de resultados ou então as superfícies, que são a rede cujo os nós correspondem a pontos de resultados. Como podemos ver a figura 5.1 comporta algumas superfícies introduzidas, da mesma forma que são introduzidos os pontos. Estes dados podem ser facilmente alterados, nos botões adequados. Nos valores relativos ao centro de computação temos os parâmetros (X/Y/Z-H) que correspondem ao dimensionamento da malha e *X step* e *Y step* que, por sua vez, correspondem à dimensão da malha não estruturada. Uma malha estruturada é aquela que na primeira camada de volumes está numerada consecutivamente e assim sucessivamente para as restantes camadas, na direcção radial, mais internas. Desta forma todos os vizinhos de cada volume são conhecidos e obtidos de uma forma simples. A malha apresentada na nossa simulação é uma malha quadrática com uma dimensão de dois por dois.

A malha criada tem o objectivo de envolver a zona urbana de modo a analisar o comportamento eólico num ponto do plano apresentado.

De seguida, é efectuada a preparação dos cálculos direccionais, que estes têm o objectivo de calcular os coeficientes de fluxo do vento em um “*Site*”, permite quantificar os efeitos das construções sobre um determinado fluxo de vento. Os quatro resultados de fluxo de vento de interesse para a análise deste área de estudo são a aceleração média, rajada, turbulência, produção e pressão. Aqui é apresentada a janela onde podemos aceder aos parâmetros da rede computacional, com opções avançadas e direcção do vento, como podemos na figura 5.3.

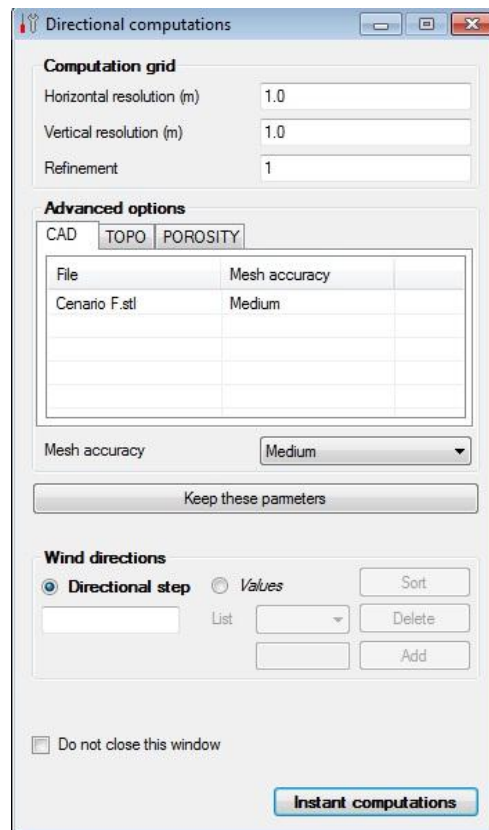


Figura 5.3 - Representação da direcção computacional do vento.

O coeficiente de fluxo direccionado de vento pode ser calculado de duas maneiras diferentes: escolhendo o valor da etapa direccionada, que foi o efectuado com os cálculos a serem realizados a 30 graus, ou então podemos calcular os coeficientes de alguns valores particulares para obter uma maior precisão, os factores de maior interesse. Os cálculos direccionais que serão realizados correspondem aos ângulos que são introduzidos na lista.

O último passo é o módulo de análises climatológicas de energia eólica, que permite facilmente calcular os limite de vento e os parâmetros da distribuição de Weibull na nossa zona de acção.

[illegible]

Figura 5.4 - Representação da análise climatológica de energia eólica.

Aqui é efectuada a distribuição da velocidade de vento, tanto como velocidade como direcção, a descrição estatística dos coeficientes de Weibull e o cálculo da turbulência, da pressão e das rajadas de ventos para as diferentes alturas. Como não possuíamos nenhum dado eólico medido em ambiente urbano em Portugal e sabendo que, independentemente, da zona que estaríamos a analisar, a velocidade de vento em zonas urbanas ronda de 3 a 3,5 m/s, e as medições para as representações da velocidade do vento são efectuadas a 100 metros de altura e terão sempre de ser “corrigidas” para alturas bastante inferiores, daí os valores referidos anteriormente para a velocidade de vento. Por consequência, com a utilização de um ambiente extraído da base de dados do próprio *software*, é avaliado de forma genérica um local com dados do vento de uma zona hipotética. O caso de estudo apresentado sugere uma zona completamente aleatória, Finistère.

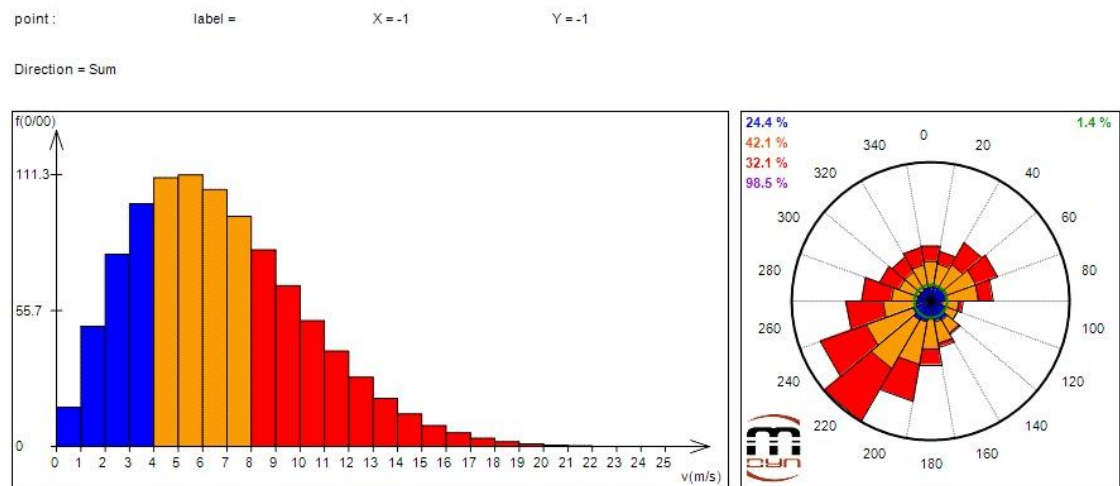


Figura 5.5 - Histograma de velocidades e rosa do vento para o caso base no Finistère, velocidade média 6,81 m/s.

Na figura 5.5 é apresentada a climatologia dividida em duas partes: uma parte representa o histograma de velocidades do vento e a outra parte, a rosa-dos-ventos, factores estes ainda sem a presença de edifícios, para o ponto de referência. Para estes valores é necessário calcular a velocidade média da série de vento inicial a partir do histograma.

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \times \sum (f \times v), \quad (6.1)$$

Estes valores serão necessários para comparação de valores das velocidades médias obtidos para outras situações de zonas edificadas.

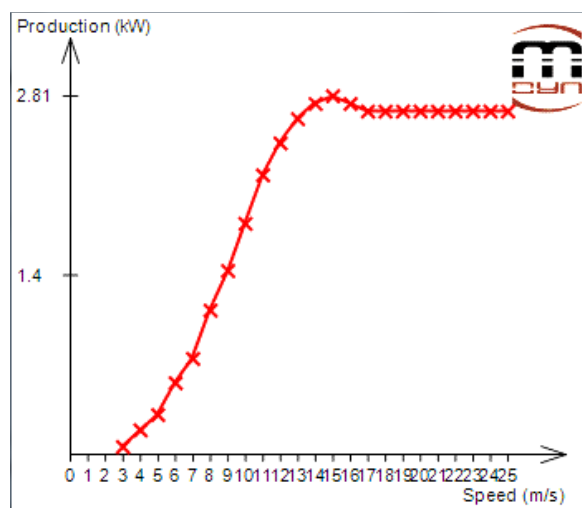


Figura 5.6 - Curva de potência de uma turbina eólica, Proven 2,5kW.

O *software* UrbaWind também permite a escolha do tipo de turbina que se encontra instalada na sua base de dados. Mas foi adoptado outro modelo que não os encontrados na base de dados. Optou-se por uma curva de potência próxima da turbina desenvolvida pelo LNEG, Turban, mas que já estivesse comercialmente disponível. Com efeito, é de extrema importância o estudo de uma turbina que já tem provas dadas comercialmente, mais do que uma turbina que comercialmente não se encontra disponível e pode sofrer várias alterações de performance até à sua comercialização. Como podemos ver na figura 5.6, encontra-se a curva de potência da Proven 2,5, que é uma curva aproximada, uma vez que não são fornecidos pelo fabricante os valores exactos de pontos do gráfico. Estes são retirados de forma aproximada e apresentam-se de forma credível, para posteriormente serem introduzidos num ficheiro com extensão .txt para importar para o UrbaWind.

Dados técnicos:

Tabela 5.1 – Proven 2,5, informação técnica. [37]

Modelo:	Proven
Rated Power	2500
Cut In [m/s]:	3.5
Cut Out [m/s]:	none
Survival [m/s]:	70
Rated [m/s]:	12
Rotor Type:	DownWind, self regulation
Rotor Diameter [m]:	3.5
Inverter	230Vac 50Hz
Battery charging	24 or 48V DC
hub height	6.5 or 11
Generator Type:	type Permanent Magnet

5.4 - Análise de Resultados

Para interpretação e análise dos resultados obtidos a partir do cenário base, observamos que numa primeira análise baseada na criação de varias superfícies com várias direcções e diferentes alturas, que vão sofrer alterações para diferentes características do vento. São introduzidos vários pontos de forma a obter dados específicos, como a aceleração média de vento, rajada de vento, turbulência e pressão, através do cálculo das equações de "Reynolds averaged Navier-Stokes" (RANS). Foi criado um ponto de referência, para caracterizar o local onde são medidos os valores para avaliação do local. Numa outra fase são analisados os locais sem os dados de vento específicos. No *software* deixam de ser analisados os resultados com os diferentes "direccional computacional", coeficiente de fluxo direccional de vento que pode escolher um valor para a etapa direccional, realizando cálculos a partir de 0 a 360 graus com a etapa seleccionada. Passa a ser introduzido através da base de dados do próprio *software*, com a entrada de um presumível ângulo de onde tem origem o vento. Obtém-se assim maior precisão sobre os sectores de direcção com maior interesse para analisar, dos quais se destacam a velocidade do vento, produção, turbulência e os parâmetros de Weibull a e k.

5.4.1 - Caracterização do cenário base - a

Este cenário mostra a introdução de várias superfícies que são usadas para análise profunda dos parâmetros a estudar. Tal como as superfícies e da mesma forma que foram criadas, são criados os pontos nos locais estratégicos para obter valores mais precisos. Como podemos ver na figura 5.7, apresenta-se a primeira superfície criada, superfície base, e os pontos relativos ao estudo dos parâmetros.

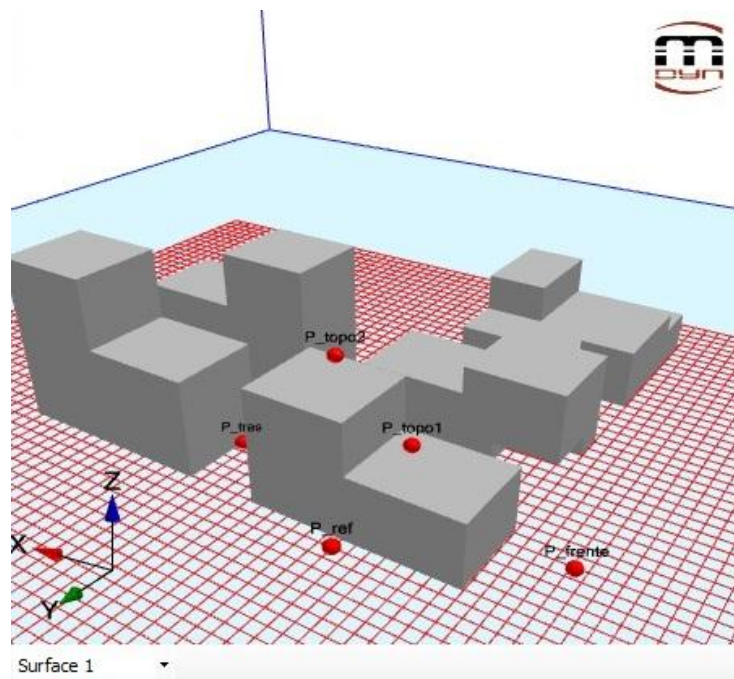


Figura 5.7 - Representação de um plano horizontal, obtido pelo UrbaWind.

Como podemos ver, são representados os pontos que vão apresentar os valores precisos para os parâmetros em estudo. Temos o ponto P_{ref} , que se encontra a 10 metros de altura, tornando-se uma referência para os outros pontos em estudo, representando a instalação de mastros anemométricos em terrenos com obstáculos, para a caracterização geral do escoamento do vento. O $P_{trás}$ e P_{frente} são os pontos que se encontram a trás e à frente do edifício, a uma altura de 5 metros, respectivamente. Por fim, temos os pontos P_{topo2} e P_{topo1} , a uma altura desde a base de 26 e 16 metros, respectivamente. A sua altura, desde o topo do edifício ao ponto, é de 5 metros, em ambos.

A próxima superfície introduzida encontra-se a uma altura de meio metro da base e a seguinte encontra-se a uma altura de 5 metros como podemos ver na figura 5.8.

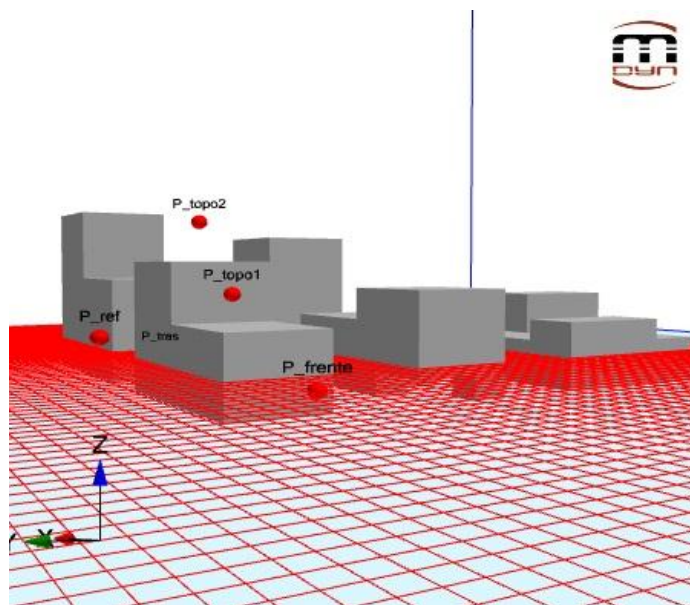


Figura 5.8 - Representação de um plano horizontal a 5 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Relativamente às próximas superfícies criadas, a quarta encontra-se a 10 metros da base, na mesma altura do ponto de referência, P_ref, a quinta superfície encontra-se a 15 metros de altura da base e as superfícies seis e sete encontram-se a uma altura de 20 e 25 metros respectivamente. Na análise da altura convencional de implementação de micro-turbinas, podemos verificar que o edifício A com uma altura de 11 metros, para o ponto P_topo2, tem uma altura de 14 metros, o que se torna uma representação ideal para a instalação, análise e implementação de um mastro com 15 metros de altura, como podemos ver na figura 5.9.

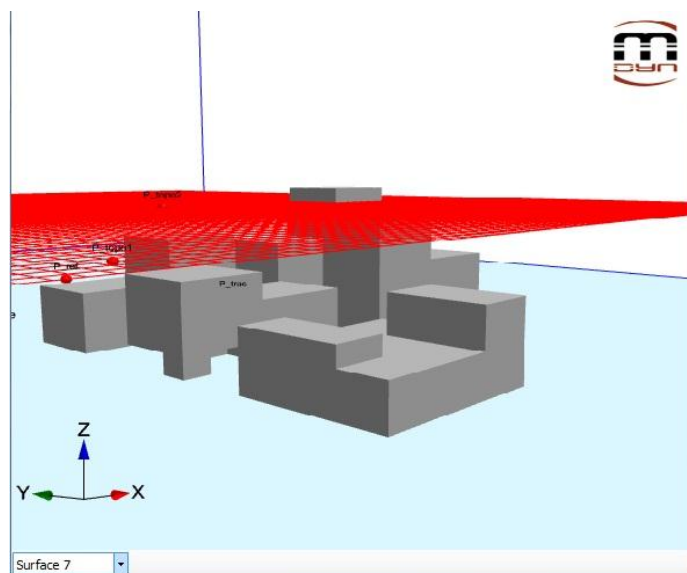


Figura 5.9 - Representação de um plano horizontal a 20 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

5.4.2 - Caracterização do cenário base - b

Este cenário mostra a introdução de várias superfícies diferentes das do cenário base - a, que são usadas para análise profunda dos parâmetros a estudar. Também são criados mais pontos em locais estratégicos para obter valores mais precisos. Como podemos ver na figura 5.10, apresenta-se uma superfície a 35 metros de altura ao solo (que diferencia do cenário base a), e os novos pontos relativos ao estudo dos parâmetros.

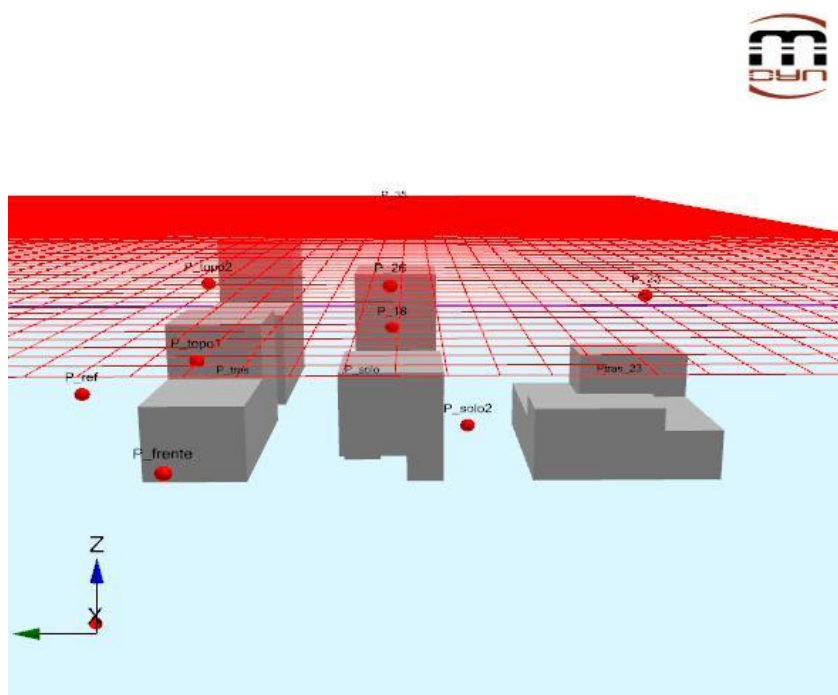


Figura 5.10 - Representação de um plano horizontal a 20 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

5.4.3 - Análise de resultados para o cenário base (a) sem introdução de dados do vento

Primeiro é feita a análise sem introdução de dados de vento, é considerado um passo direccional de 30 graus (no directional computation/wind directions/directional step). Assim, todos os cenários obtidos são considerados de 30 em 30 graus num intervalo de 0 a 360 graus. São apresentados os valores dos pontos para os diferentes parâmetros a analisar sem considerar a introdução de dados de vento. Sendo assim, apresentam-se os resultados para a velocidade média de vento, rajada de vento, turbulência e pressão. Foram analisados os planos horizontais para uma altura de 0,5 metros, 15 e 25 metros, em que a primeira superfície analisa o comportamento do vento próximo do solo. Através destas alturas analisa-se o comportamento do vento de uma forma global em zonas urbanas. As excessivas acelerações de vento não são benéficas devido à criação de túneis de vento provocados pelas irregularidades dos edifícios.

5.4.3.a - Rajada de vento

Observando figura 5.11, visualiza-se a rajada de vento, com uma direcção de 300° (representada nas coordenadas a amarelo), sudeste, a uma altura de 15 metros.

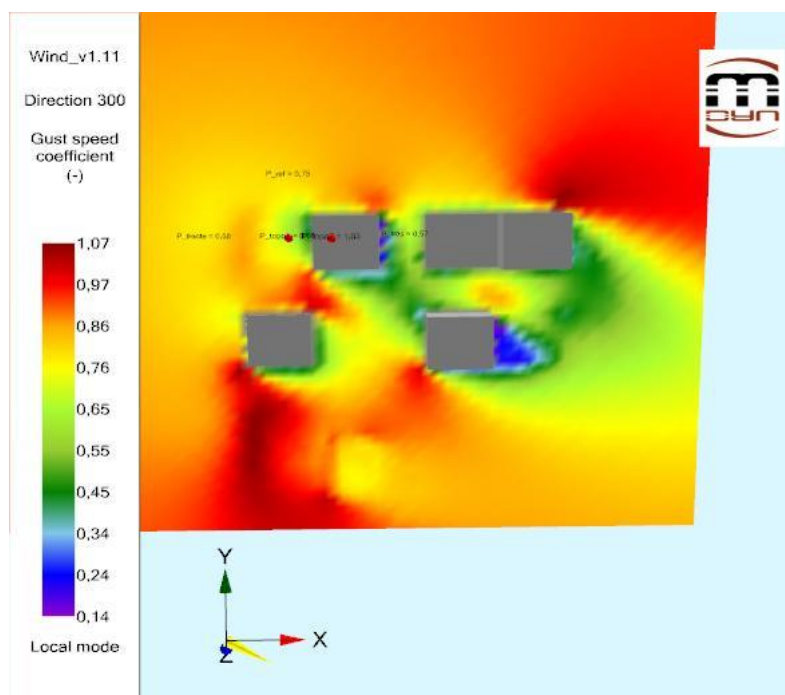


Figura 5.11 - Representação da rajada de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Na figura 5.12, é perceptível a incidência do vento nas arestas das fachadas. É esperado, por este facto, que o vento seja acelerado com a presença do edifício. As rajadas podem ter origem em ventos deflectidos de edifícios vizinhos.

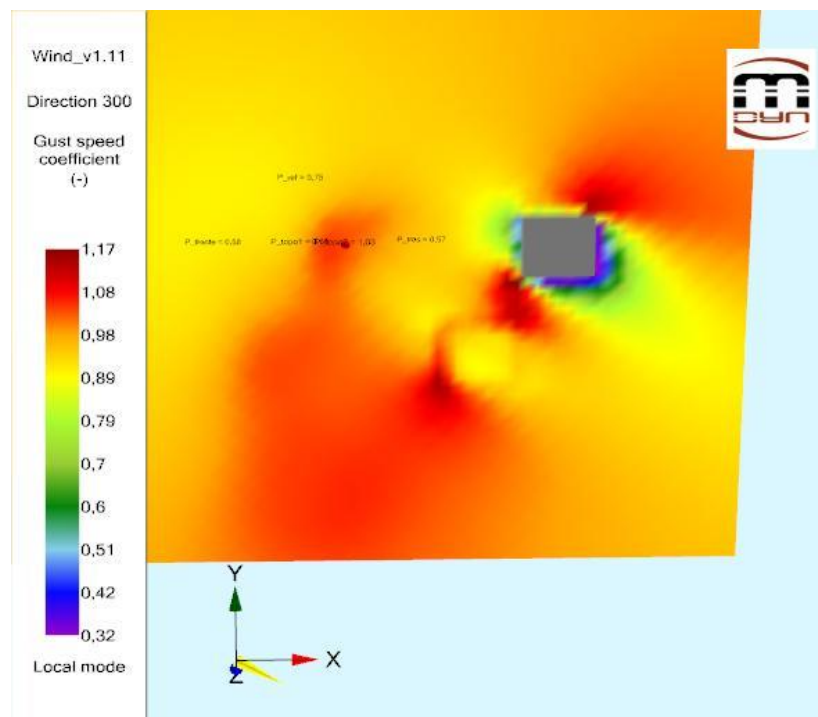


Figura 5.12 - Representação da rajada de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Para uma altura de 25 metros, verificamos nas arestas do edifício visível que a rajada é mais intensa do que para a altura de 15 metros. Para o topo dos restantes edifícios (os que não se conseguem ver) pode perceber-se que existe uma maior intensidade da rajada de vento.

Para uma direcção de 300° temos a rajada de vento em m/s para os pontos:

$$\begin{aligned}
 P_{ref} &= 0.75; \\
 P_{frente} &= 0.58; \\
 P_{trás} &= 0.57; \\
 P_{topo1} &= 0.66; \\
 P_{topo2} &= 1.03.
 \end{aligned}
 \tag{6.1}$$

5.4.3.b - Coeficiente de velocidade média

Observando a figura 5.13, é facilmente perceptível a aceleração do vento nas arestas das fachadas onde incide o vento. Quanto maior a variação do coeficiente de velocidade média do vento, maior é o risco de ocorrência de turbulência.

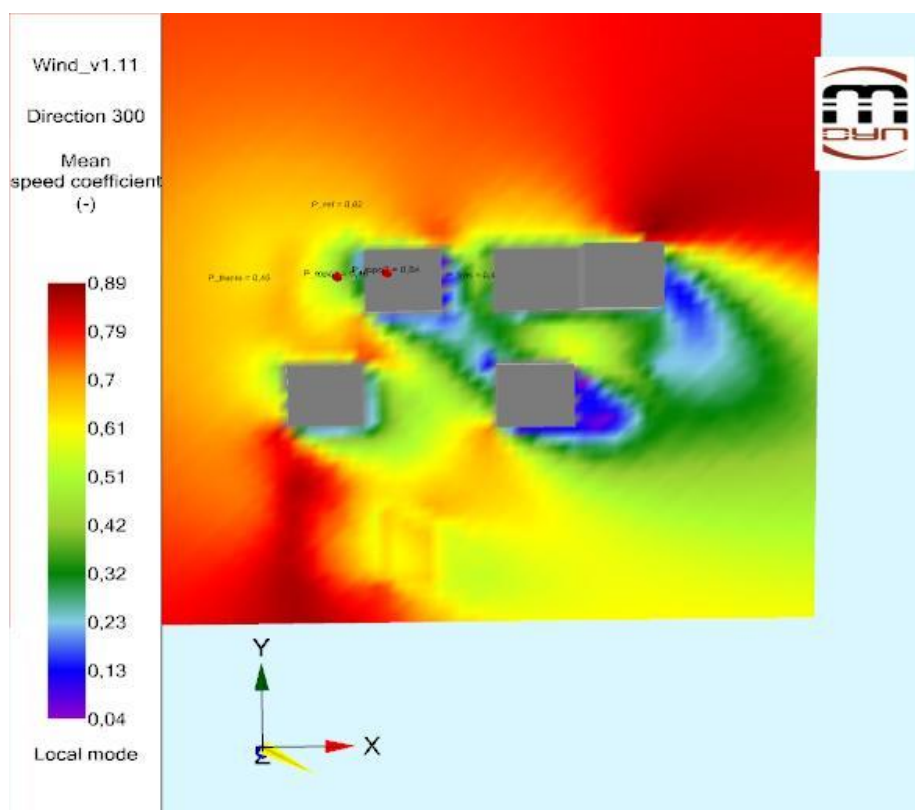


Figura 5.13 - Representação do coeficiente de velocidade média de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Como podemos ver, pela análise da figura 5.13 e da figura 5.14, temos que o coeficiente da velocidade do vento aumenta à medida que aumentamos a distância ao solo. Sendo assim, existe uma maior probabilidade de que ocorra uma maior intensidade de turbulência.

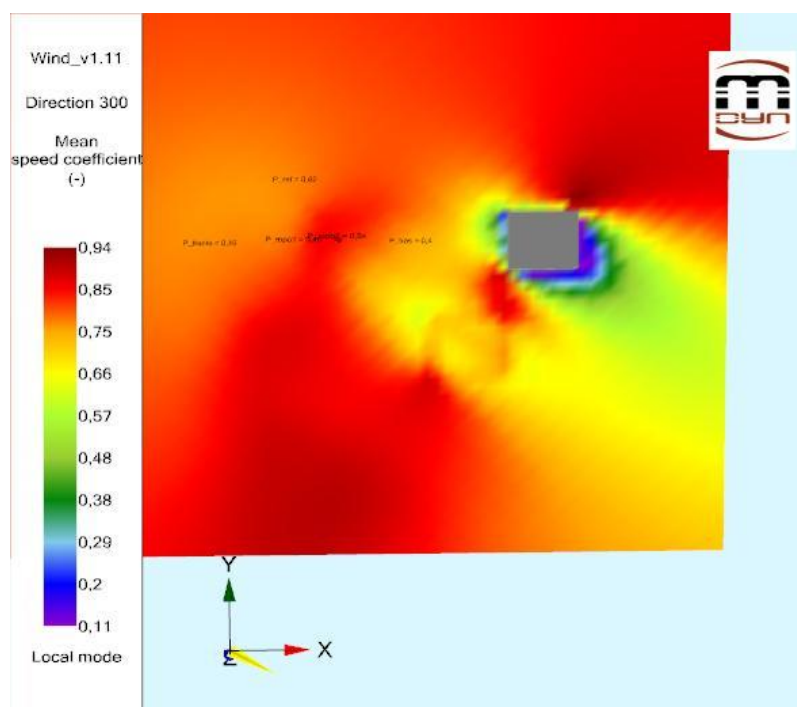


Figura 5.14 - Representação do coeficiente velocidade média de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Para uma direcção de 300° temos o coeficiente da velocidade média de vento em m/s para os pontos:

$$\begin{aligned}
 P_{ref} &= 0.62; \\
 P_{frente} &= 0.46; \\
 P_{trás} &= 0.4; \\
 P_{topo1} &= 0.46; \\
 P_{topo2} &= 0.84.
 \end{aligned}
 \tag{6.2}$$

À medida que a superfície de contacto do edifício com a rajada diminui, o coeficiente da velocidade média do vento aumenta. Isto é, se se medir a aceleração da rajada nas arestas do edifício e se se medir a mesma aceleração num ponto superior ao edifício, podemos comprovar a afirmação supratranscrita.

5.4.3.c - Turbulência

A turbulência é caracterizada por fluxos de ar irregulares, remoinhos e vórtices, reduzindo a possibilidade de utilizar o vento de forma concreta num aerogerador. Como podemos ver na figura 5.15, os escoamentos em torno dos vértices dos edifícios dá origem a camadas de recirculação.

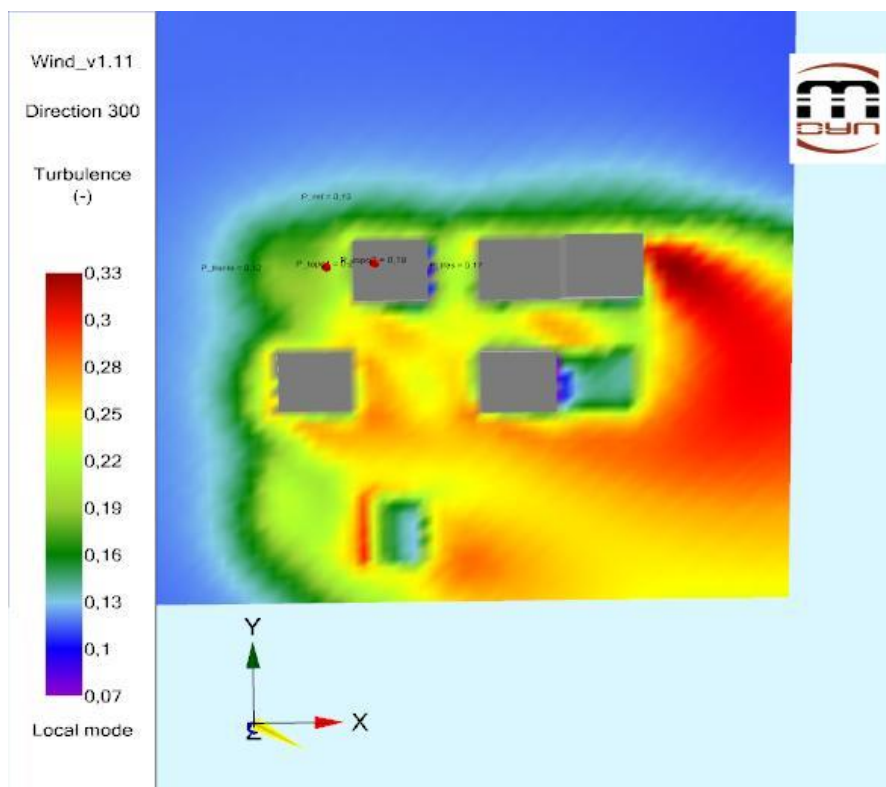


Figura 5.15 - Representação da turbulência de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Verifica-se pela análise das figuras 5.15 e 5.16, que o escoamento é obstruído pelo edifício, formando esteira a montante do mesmo. Após a passagem do obstáculo, forma-se uma esteira que se estende em alguma distância para jusante.

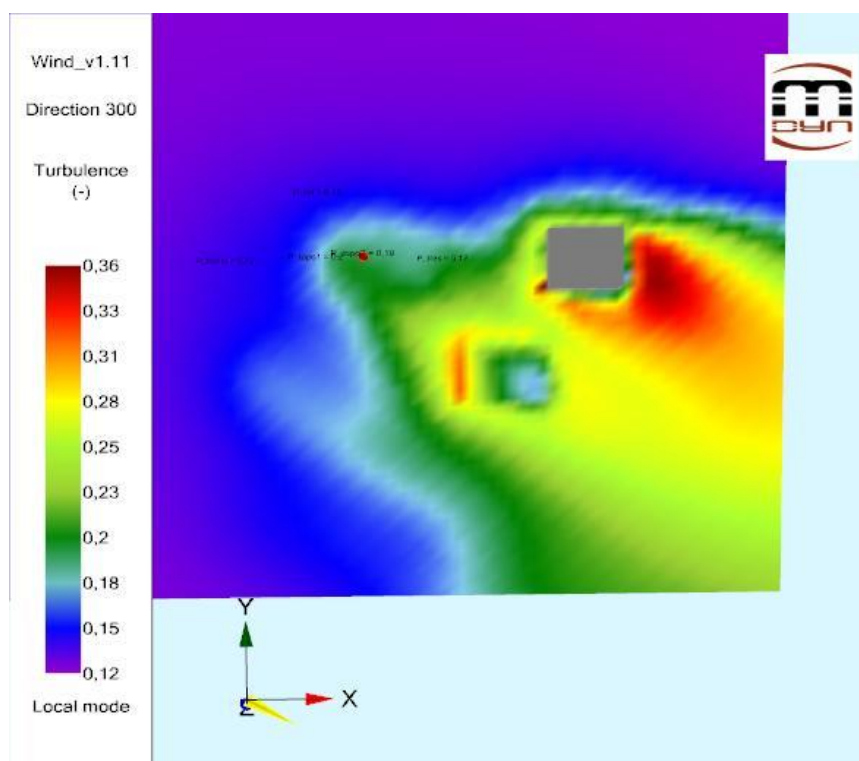


Figura 5.16 - Representação da turbulência de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Os escoamentos turbulentos possuem uma natureza instável em torno de obstáculos de grandes dimensões, dando origem à separação do escoamento. Por vezes essas recirculações produzem pressões e forças altamente instáveis, como podemos analisar mais a baixo.

À medida que nos afastamos do topo do edifício, o efeito turbulento provocado pelo escoamento do vento tende a desaparecer, desafiando uma possível instalação de uma micro-turbina eólica, pois esta só se torna rentável a uma distância considerável de todos estes efeitos.

Para uma direcção de 300° temos a turbulência em m/s para os pontos:

$$\begin{aligned}
 P_{ref} &= 0.13; \\
 P_{frente} &= 0.12; \\
 P_{trás} &= 0.17; \\
 P_{topo1} &= 0.2; \\
 P_{topo2} &= 0.19.
 \end{aligned}
 \tag{6.3}$$

5.4.3.d - Pressão

A Pressão observada nas figuras 5.17 e 5.18, a montante do edifício, forma uma zona de estagnação, considerada negativa devido à conversão da quantidade de movimento do escoamento em pressão.

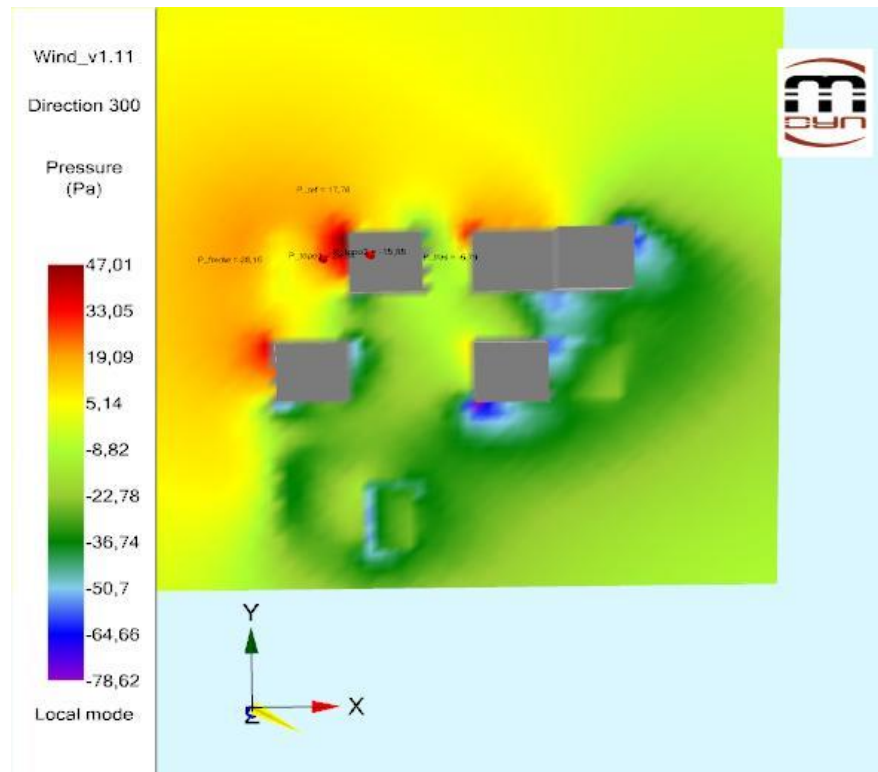


Figura 5.17 - Representação da pressão de vento num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

O escoamento que contorna o edifício sofre o efeito de separação devido aos gradientes de pressão adversos nas arestas. Geram-se assim, zonas de recirculação que cobrem as fachadas laterais e a cobertura estende-se para jusante formando uma esteira.

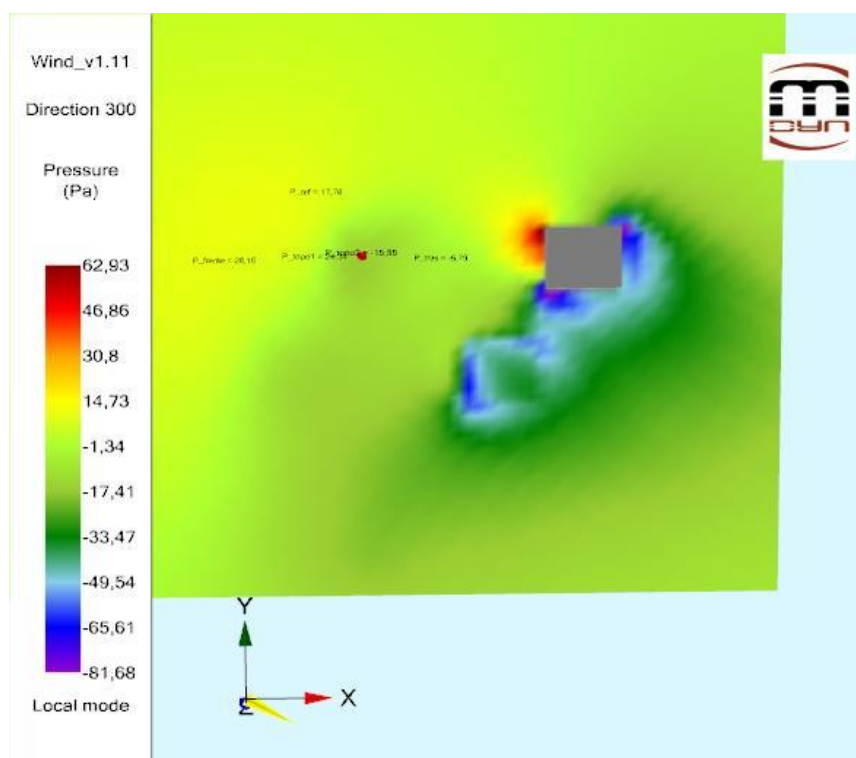


Figura 5.18 - Representação da pressão de vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Quando o escoamento é do tipo camada limite, forma-se um vórtice próximo ao solo. Quando este vórtice se estende para montante é convexo pelo escoamento incidente junto ao solo para jusante.

Para uma direcção de 300° temos a pressão em Pa para os pontos:

$$\begin{aligned}
 P_{ref} &= 17.76; \\
 P_{frente} &= 28.16; \\
 P_{trás} &= -6.79; \\
 P_{topo1} &= 24.34; \\
 P_{topo2} &= -15.85.
 \end{aligned}
 \tag{6.4}$$

5.4.4 - Análise de resultados para o cenário base (a) com introdução de dados do vento

Nesta análise serão considerados os dados do vento, é introduzida uma zona geográfica que se encontra na base de dados do *software*, Finistère north. Nesta fase, é possível analisar os parâmetros de velocidade do vento, produção, turbulência e os parâmetros de Weibull a e k, com dados reais.

Através dos dados anemométricos, retirados do ponto P_ref, obtém-se um histograma e uma rosa de ventos relativos aos dados do vento, para zona em estudo.

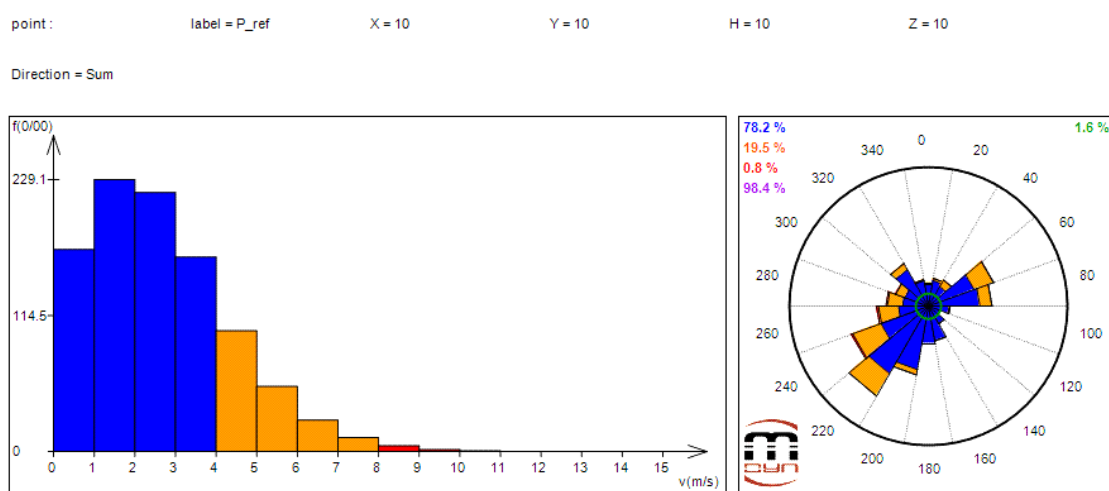


Figura 5.19 - Histograma de velocidades e rosa de ventos de Finistère (north) para o cenário base a, obtido pelo UrbaWind.

Efectuando o cálculo da velocidade média, temos para o presente cenário:

$$\bar{v} = 2,64 \text{ m/s}; \quad (6.5)$$

5.4.4.a - Velocidade média de vento

A velocidade média de vento na figura 5.20 é apresentada considerando o vento vindo de norte, com uma altura de 20 metros.

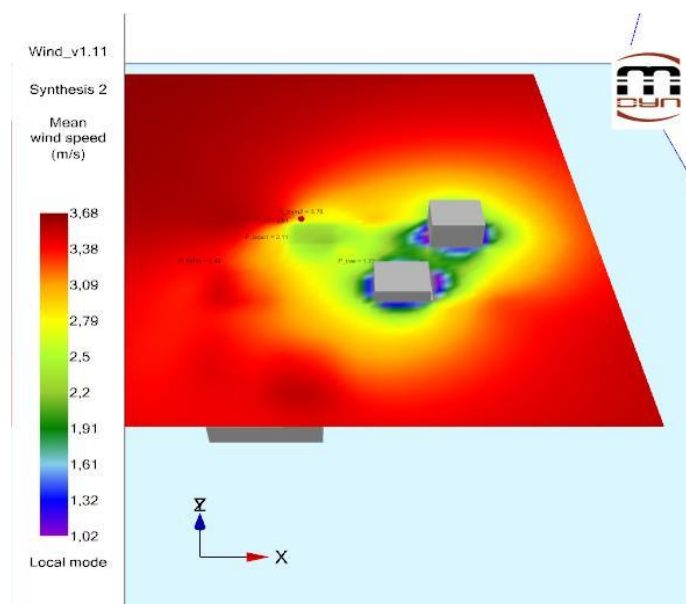


Figura 5.20 - Representação da velocidade média do vento num plano horizontal a 20 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.

É possível observar nesta figura (5.20) que a velocidade média é mais forte nas zonas mais afastadas dos edifícios.

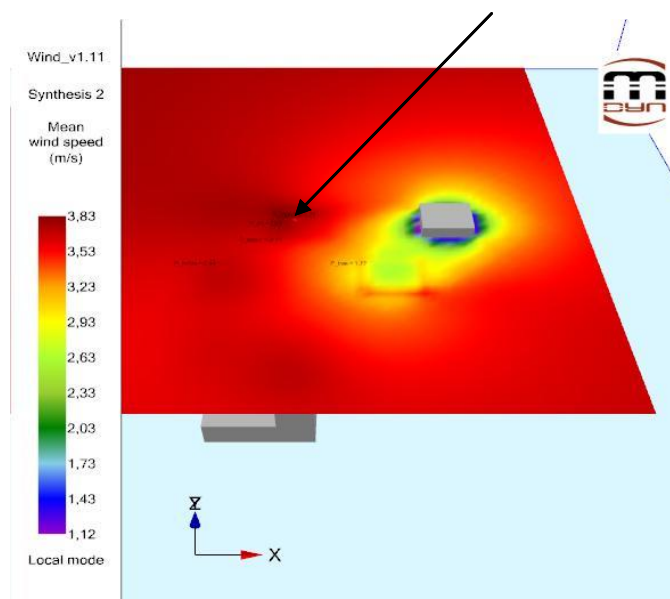


Figura 5.21 - Representação da velocidade média do vento num plano horizontal a 25 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.

Pela análise das figuras 5.20 e 5.21, verificamos que existe uma maior velocidade do vento nas zonas circundantes dos edifícios e nos topos dos edifícios. Na figura 5.20, a seta indica o ponto de análise no topo de um edifício, P_topo2 a 25 metros de altura do solo e 7 metros de altura desde o topo do edifício ao ponto de análise. Este ponto apresenta uma velocidade de 3,83 m/s, ou seja, intensidade máxima em relação aos outros.

5.4.4.b - Produção

Com base nos dados meteorológicos e a curva de potência, a produção de energia eólica é calculada por ano. [33]

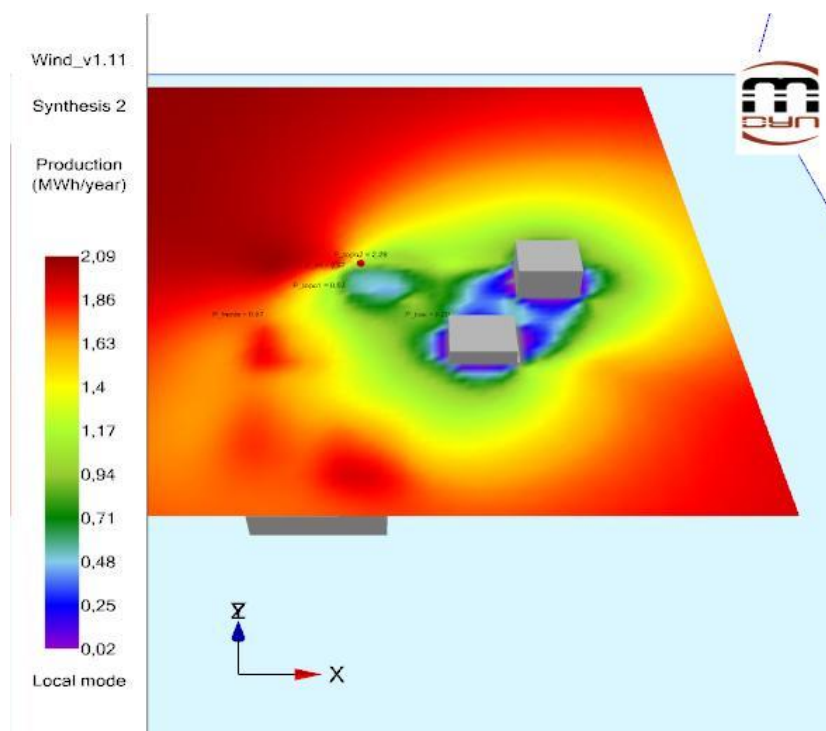


Figura 5.22 - Representação da produção num plano horizontal a 20 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.

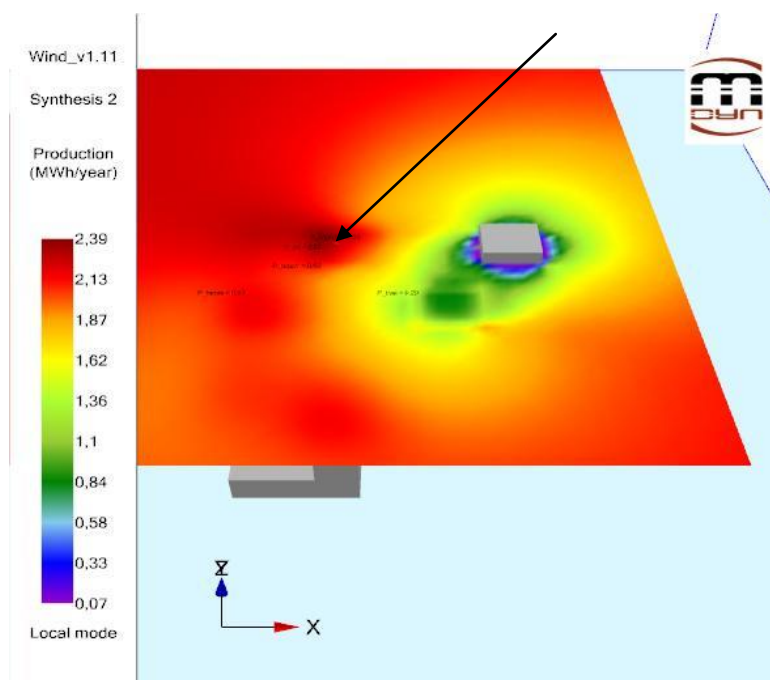


Figura 5.23 - Representação da produção num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

O cálculo da produção é efectuado através da divisão da produção pela potência nominal da turbina, Proven 2,5kW.

Verifica-se que, pela análise da figura 5.23, a superfície a 2 metros do topo do edifício (edifício com 18 metros de altura) gera uma produção de 0.25 a 0.48MWh/ano, e na figura 5.22, no ponto referido na seta, a altura desde o topo do edifício até ao respectivo ponto é de 7 metros. Nesta última, verifica-se uma maior produção de energia de 2.28 MWh/ano. O que se torna ideal para mastros de 6 metros.

Assim, analisando a figura 5.23, a energia produzida por ano é de 912 horas, sendo que o aconselhável varia as 1500 horas/ano.

5.4.4.a - Turbulência

Na figura 6.24 observa-se que o escoamento é obstruído pelo edifício, formando uma esteira a montante do mesmo, e que é mais baixo para o cálculo apresentado sem dados do vento, para a mesma altura (figura 5.15). Quanto mais se desce a altura maior será a turbulência.

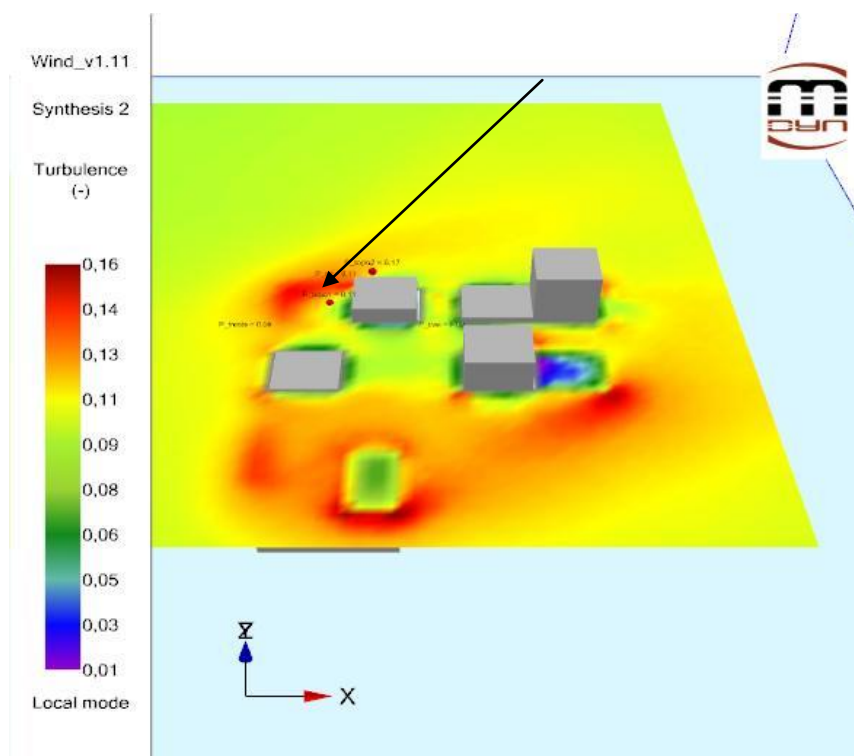


Figura 5.24 - Representação da turbulência num plano horizontal a 15 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

5.4.4.b - Parâmetros de Weibull A e k

Quando houver uma variação muito grande da velocidade do vento, o factor de forma (k) assumirá um valor pequeno, significando um índice de turbulência grande. O factor de escala (A), representa a diversidade de ocorrências de velocidades de vento na distribuição de Weibull e está relacionado com a velocidade média. Assim quanto maior o factor de escala, maior a velocidade média.

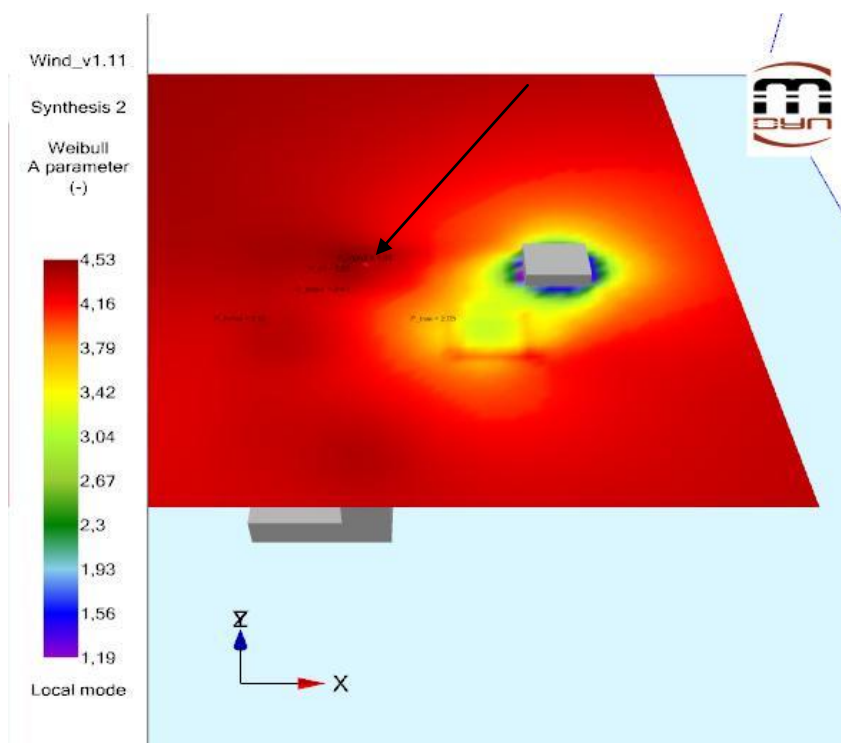


Figura 5.25 - Representação do parâmetro de Weibull A num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

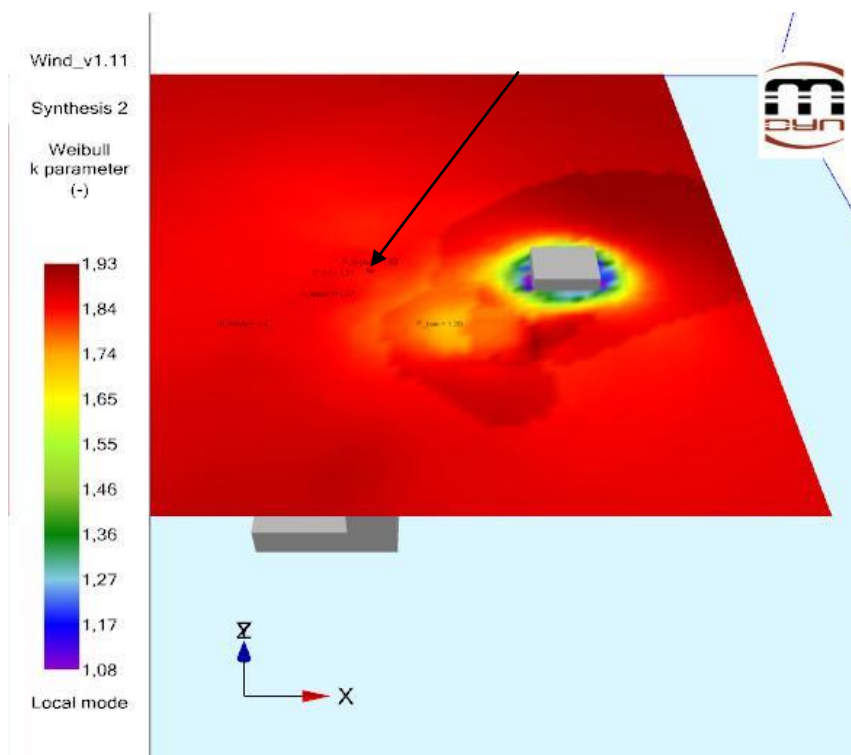


Figura 5.26 - Representação do parâmetro de Weibull k num plano horizontal a 25 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Verifica-se, nas figuras 5.25 e 5.26, que para a superfície de 25 metros o valor de forma ronda 4,53 m/s e o valor para o factor de escala é de aproximadamente 1,84 m/s. Valores próximos do máximo significam uma pequena variação de vento, e maior velocidade média para os casos apresentados.

5.4.5 - Análise de resultados para o cenário base (b) sem introdução de dados do vento

Foram analisadas as superfícies horizontais a uma altura de 35 metros.

5.4.5.a - Coeficiente de velocidade média de vento

Comparando os resultados obtidos no cenário base (a), ou seja, sem introdução de vento, verifica-se que o coeficiente da velocidade é maior na zona indicada pela seta, pois esta encontra-se a uma superfície mais elevada do que nas figuras 5.13 e 5.14.

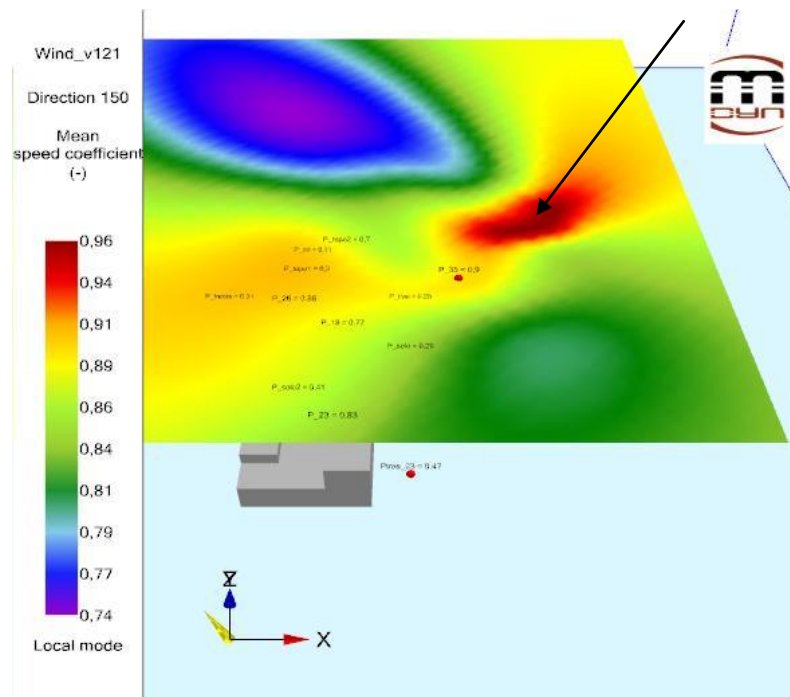


Figura 5.27 - Representação do coeficiente velocidade média do vento num plano horizontal a 35 metros de altura, obtida pelo UrbaWind.

5.4.6 - Análise de resultados para o cenário base (b) com introdução de dados do vento

Na análise deste cenário b, são considerados e analisados os dados mais relevantes para o caso em estudo, isto é, a aceleração do vento e a produção.

Neste cenário tem-se em conta os dados do vento, e é introduzida uma zona geográfica que se encontra na base de dados do *software*, Finistère north.

Através dos dados anemométricos retirados obtém-se um histograma e uma rosa de ventos relativos aos dados do vento, para zona em estudo.

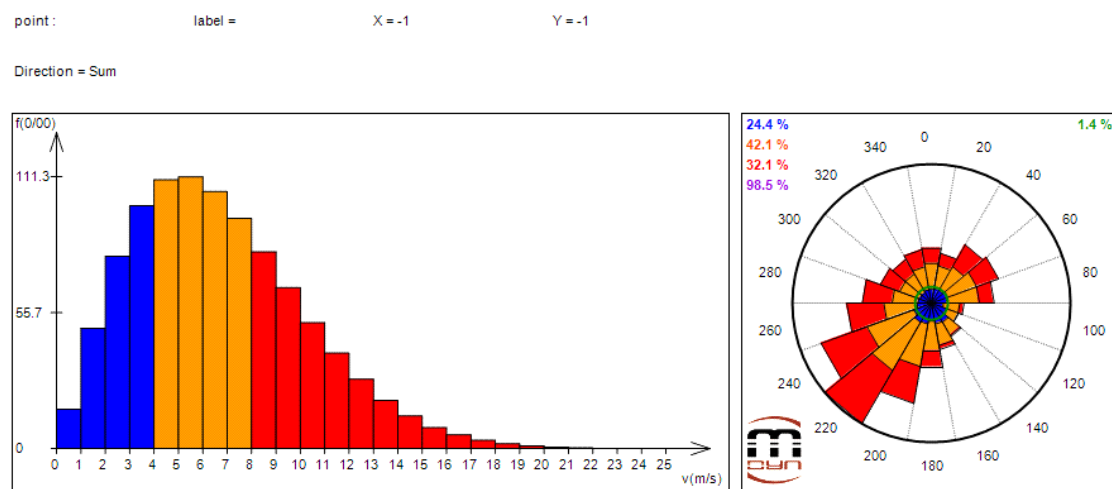


Figura 5.29 - Histograma de velocidades e rosa de ventos de Finistère (north) para o cenário base b, obtido pelo UrbaWind.

Como efectuado para o cenário base a, é calculada a média da velocidade da série de vento:

$$\bar{v} = 2,64 \text{ m/s}; \quad (6.6)$$

Uma vez que o cenário é o mesmo que o cenário base (cenário global), e apenas são adicionados mais pontos e superfícies, a média da velocidade da série de vento não altera, porque possui os mesmos edifícios.

5.4.6.a - Velocidade média de vento

A velocidade média de vento na figura 5.30 é apresentada considerando o vento vindo de norte, com uma altura de 35 metros.

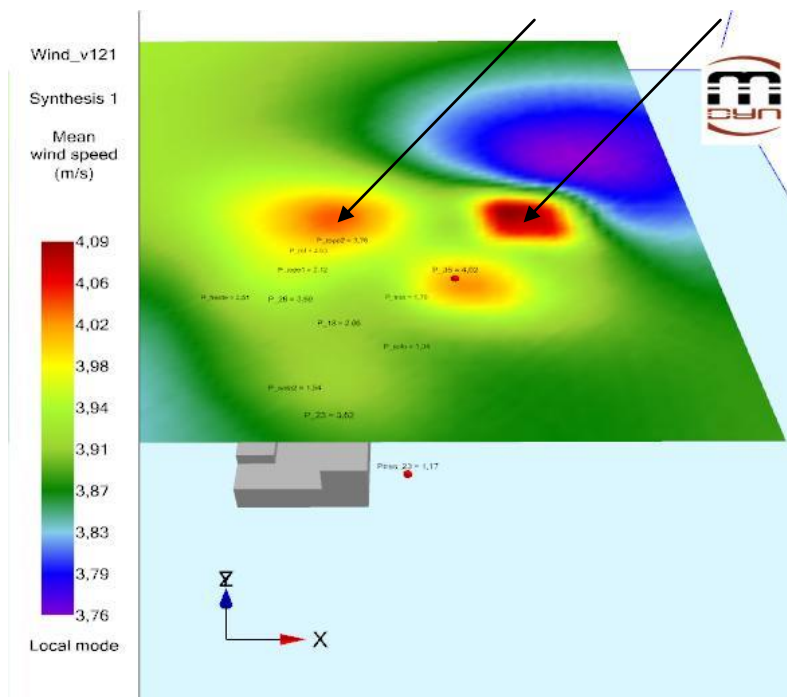


Figura 5.30 - Representação da velocidade do vento num plano horizontal a 35 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Pela análise da figura 5.30, verifica-se que existe uma maior velocidade de vento no topo do edifício D, edifício mais alto do cenário, e que esta velocidade é analisada a 7 metros de altura, perfazendo os 35 metros até ao solo. Nas zonas circundantes, os restantes topos de edifícios encontram-se a uma distância da superfície inferior a 8 metros, o que representa que uma diminuição da aceleração de vento. Na figura 5.30, a seta indica o ponto de análise num topo de um edifício. À medida que vamos baixando a superfície, os dados de acelerações de vento são muito menores, pelo facto de os edifícios apresentados terem formatos irregulares e existir uma aglomeração dos mesmos. Se se apresentasse apenas um ou dois edifícios regulares existiria uma maior velocidade, comparado como o caso em estudo.

5.4.6.b - Produção

Com base nos dados meteorológicos e a curva de potência a produção de energia eólica é calculada por ano. [33]

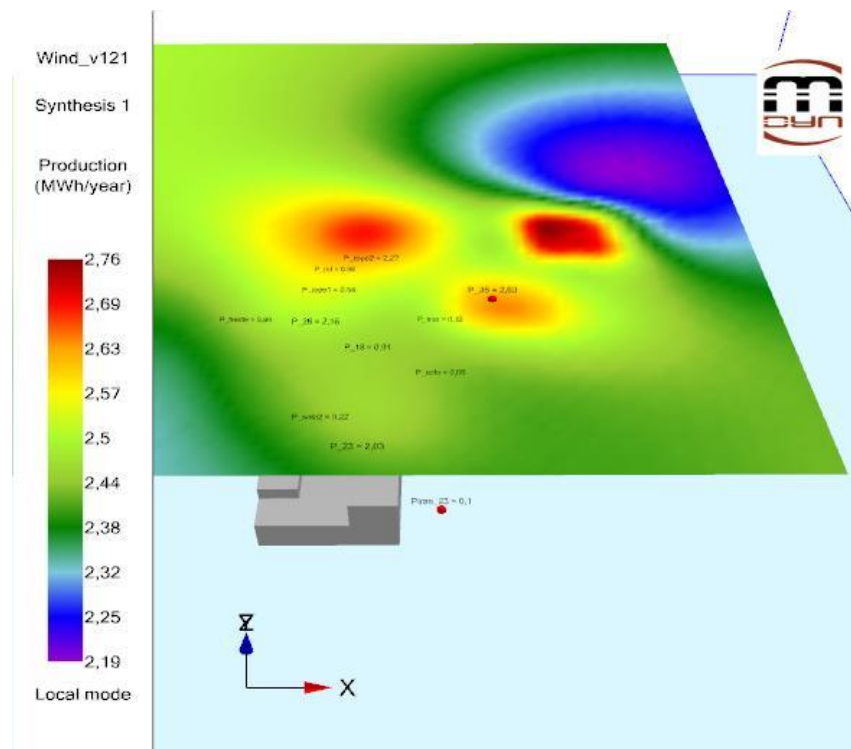


Figura 5.31 - Representação da produção num plano horizontal a 35 metros de altura, obtido pelo UrbaWind.

Verifica-se pela análise da figura 5.31 que quanto maior a altura, maior a produção, comparando com o cenário base (a), em 6.4.4.b. Nesta última, existe maior produção de energia, 2.76 MWh/ano, o que se torna ideal para mastros superiores a 6 metros do topo do edifício.

5.5 - Conclusões

Em jeito de conclusão, é possível através da simulação dos cenários verificar que em áreas cuja superfície é muito acidentada, (exemplo edifícios com formato irregular) produzem-se muitas turbulências com fluxos de ar muito irregular no seu redor.

Para uma maior quantidade de edifícios irregulares, a velocidade do vento próxima ao solo (i. e. quando o escoamento é obstruído pelo obstáculo) é mais baixa e no topo dos edifícios vai aumentando. Posto isto, quando o escoamento passa pelos edifícios, terá uma maior turbulência e quando este se encontra no topo do edifício será mais baixa. A turbulência quanto mais baixa maior é o tempo de vida de uma micro-turbina eólica, e consequentemente maior a produção de energia.

Em relação às rajadas de vento, é dado adquirido que mudam de velocidade e direcção rapidamente, provocando maior efeito nas arestas

Para valores supostos de dados do vento (sem introdução de dados do vento) a turbulência é maior, do que para os dados com influência da direcção do vento, pois para o ponto P_ref

para ambas as análises as rajadas são diferentes, com 0,11 m/s e 0,13 m/s, respectivamente. Assim, é de extrema importância ter um conhecimento amplo da possível direcção do vento dominante assim como os mínimos obstáculos possíveis.

Pela análise dos níveis de produção nos edifícios, temos as seguintes produções:

Tabela 5.2 – Produção em MWh/ano.

Edifício	Plano (z, y, x)	Ponto ou superfície	Produção (MWh/ano)	Mastros (m)	V (m/s)
A	10x13x16	P_topo1	0,54	5	2,12
B	18x13x14	P_topo2	2,27	7	3,76
C	17x13x16	S4	1,40	9	3,15
D	28x13x14	S3	2,70	7	4,2
E	16x13x14	P_26	2,16	10	3,69
F	11x13x16	P_18	0,91	7	2,66
G	24x13x14	P_35	2,63	10	4
H	14x13x16	S4	1,70	12	3,39
I	14x23x27	P_23	2,03	9	3,69

Analisando a rentabilidade do investimento, pode dizer-se que a única instalação viável economicamente é no edifício D, se se mantiverem velocidades de vento constantes, igual ou superior a 4,2 m/s, não passando o limite técnico para uma micro-turbina eólica.

De acordo com o regime bonificado (máxima ligação à rede de 3,68 kW), quando se possui uma instalação de uma micro-turbina superior a este valor, tipo 100, 50, 20 e 6 kW, é necessária a instalação de um inversor. Assim a potência a injectar na rede não será superior ao limite em Decreto de Lei.

A produção total, para o sistema implementado é de 16,34 MWh/ano, considerando os edifícios mais altos (B, C, D, E, G) tem-se uma produção de 11,16 MWh/ano e os edifícios mais baixos (A, F, H, I) tem-se uma produção de 5,18 MWh/ano.

Com estes dados da tabela 5.2, verifica-se que uma micro-turbina com uma potência superior a 2,5 kW parece um desperdício, pois dificilmente se obtém ventos constantes suficientes para uma produção maior. No próximo capítulo será analisado o impacto desta micro-turbina numa rede de baixa tensão e o que acontece quando introduzimos micro-turbinas de maior potência nominal.

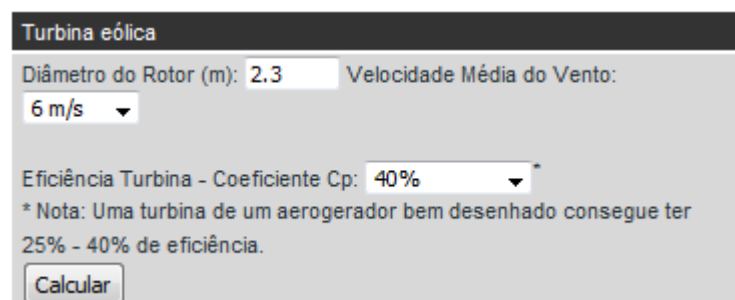
Capítulo 6

Estudo de um modelo para avaliação da potência disponível em zonas urbanas

Na maioria dos casos, temos turbinas que podem variar a sua potência entre 1 e 4 kW, aplicando o equipamento a unidades industriais, escolares ou residenciais. Normalmente o seu custo deverá situar-se entre os 6 mil e 7 mil euros com um retorno de investimento em apenas 3 ou 4 anos dependendo este retorno da rentabilidade da turbina que como vimos no capítulo anterior é fortemente dependente do potencial do vento e da configuração do local.

6.1 - Potência de uma turbina eólica em função das suas dimensões

Na figura 6.1 observam-se uma pequena demonstração de cálculo [28], para a turbina eólica Turban, onde com a inserção de dados, como o diâmetro do rotor, a velocidade média do vento e o coeficiente de potência (eficiência da turbina), obtemos dados como a potência instalada, a potência média anual e mensal produzida.



Turbina eólica

Diâmetro do Rotor (m): Velocidade Média do Vento:

Eficiência Turbina - Coeficiente Cp:

* Nota: Uma turbina de um aerogerador bem desenhado consegue ter 25% - 40% de eficiência.

Figura 6.1 - Dados relativos à turbina eólica Turban. [28].

Na figura 6.2 podemos ver o resultado dos cálculos efectuados. Nos cálculos mensais e anuais, considera-se que o gerador tem um funcionamento permanente médio igual ao valor apresentado. Como a produção não é linear, a paragem por falta de vento ou elevados níveis

de produção podem tornar estes valores pouco precisos. Os valores apresentados mensalmente e anualmente devem ser considerados como estimativas prováveis e não valores exactos.

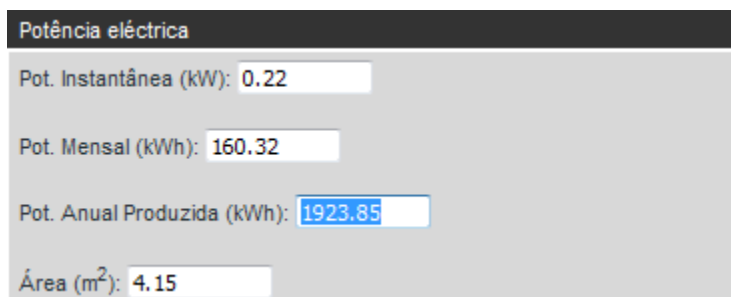


Figura 6.2 - Valores relativos à simulação do Turban para uma velocidade de vento de 6 m/s. [28]

Como podemos verificar na figura 6.2 temos uma potência anual produzida de 1923.85 kWh para uma área de 4,15 m².

Para Proven 2,5 kW, pelas especificações técnicas, podemos atingir uma potência anual entre 2500 kWh a 5000 kWh para uma velocidade de 4,5 a 6,5 m/s. Pelos cálculos teóricos, é obtida a uma velocidade de 6 m/s uma potência anual de 2787.27 kWh.

Para cada turbina é possível estimar a potencia disponível em função da sua localização digamos “a três dimensões”. Para avaliar o impacto destes aerogeradores na rede utilizamos uma rede típica e simulamos vários cenários distribuindo os aerogeradores numa óptica de simulação de uma rede urbana.

6.2 - Caracterização de uma rede de baixa tensão

A penetração de energia por parte da microgeração e a incorporação de fontes de armazenamento de energia permitirão o desenvolvimento de um novo conceito, nas redes eléctricas de baixa tensão, MicroRede. Como podemos ver pela figura 6.3.

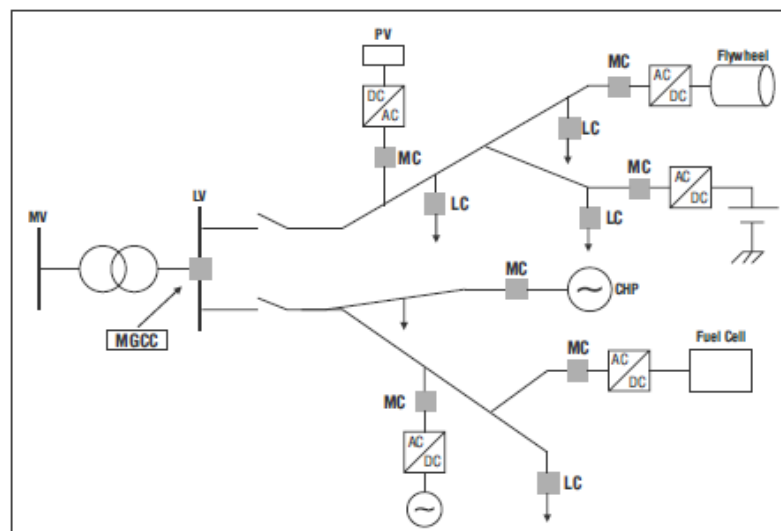


Figura 6.3 - Arquitectura de uma MicroRede. [34]

Uma MicroRede corresponde a uma rede de distribuição BT onde são ligados sistemas de microgeração muito próximas das cargas. Estas podem ser constituídas a partir de uma rede de distribuição de um condomínio urbano, de uma rede de um centro comercial ou de uma unidade fabril.

O controlo da MicroRede é baseado num controlo hierárquico, de forma a assegurar uma operação sólida. Assim é instalado um controlador da MicroRede Central (MGCC), no lado de baixa tensão de uma subestação de gestão MT/BT (MV/LV). Num segundo nível hierárquico de cada dispositivo do MS e de armazenamento é localmente controlado por um controlador Microgeração (MC) e cada carga eléctrica é controlada por um controlador de carga (LC). Assim é fornecida uma infra-estrutura de comunicação de forma a garantir o intercâmbio de informações entre o MGCC e os outros controladores.

Os dispositivos integram-se de maneira a entender a quantidade de dados a ser trocados entre os controladores de várias redes. Desta forma, o MGCC promove uma qualidade de gestão e fornece um conjunto de pontos LC e MC, onde estes pretendem agir com base no conceito de interruptibilidade e no controlo do MS activa e reactiva nos níveis de produção de energia, respectivamente. Assim são desenvolvidas facilidades de criação de infra-estruturas de comunicação devido à pequena extensão geográfica de MicroRede. [34]

6.2.1 - Unidade de microgeração ligado à rede de baixa tensão

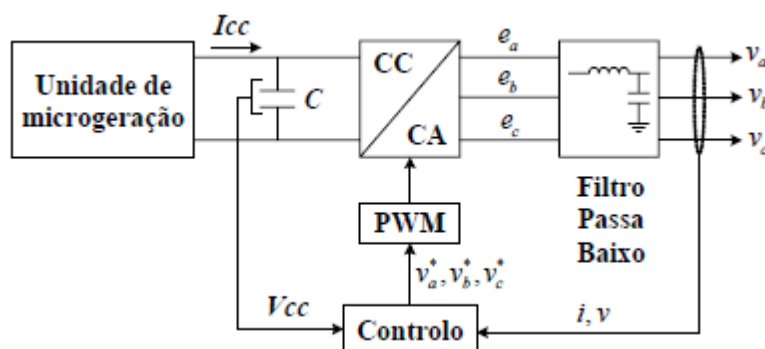


Figura 6.4 - Representação de uma unidade de microgeração ligada à rede. [30]

Como podemos ver pela figura 6.4, conseguimos distinguir os seguintes blocos:

- A fonte de tensão em CC ligada ao barramento de CC do inversor.
- O inversor que realiza a conversão de CC para CA, a tensão de saída do inversor corresponde à tensão da frequência fundamental (50 Hz) uma vez que o modelo do inversor apenas inclui as funções de controlo.
- Um filtro passa baixo que é representado através do valor da sua impedância à frequência fundamental.

6.3 - Modelagem de um sistema de uma rede de baixa tensão

A rede objecto de estudo foi transposta para a plataforma de simulação (*Power World*), tendo sido introduzidos todos os dados disponíveis. Neste capítulo pretende-se o estudo do comportamento em regime estacionário e transitório de um sistema eléctrico de energia, subdividido em três fases fundamentais: preparação de dados, simulação e análise de resultados.

6.3.1 - Rede de baixa tensão

Pretende-se a representação de uma rede de baixa tensão portuguesa, mais propriamente de uma pequena aldeia nos arredores de Lisboa. Esta zona residencial é fornecida por uma alimentação na rede de baixa tensão, de um posto de transformação público, com uma distribuição de 200kVA, com um transformador de 10/0,400 kV. Assim com a análise deste sistema eléctrico de energia, temos a possibilidade de realizar alguns testes na análise do comportamento e performance do sistema durante a transição entre a ilha e a rede e o estudo de algumas melhorias em termos de eficiência e confiabilidade no fornecimento a alguns clientes da rede de baixa tensão, através da colocação de microturbinas eólicas por parte de cliente produtores da rede de baixa tensão [31].

Deste modo segue-se apresentada na figura 6.5 o esquema da MicroRede.

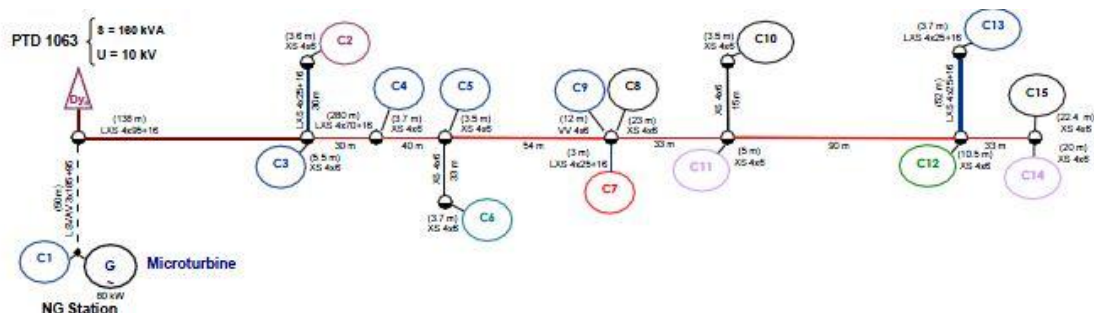


Figura 6.5 - Representação de micro rede de baixa tensão real. [31]

Em anexo encontra-se a rede de baixa tensão simulada em *Power world* e com os trânsitos de potências nas linhas dos cenários apresentados a baixo.

Assume-se o vindo do PTD 1063, o gerador 1, gerador que está acoplado ao barramento de compensação e referência, a compensar o facto de que o gerador fica com a responsabilidade de eliminar o resto do consumo e respectivas perdas do sistema.

Tabela 6.1 – Características das linhas em p.u. [31].

Barramentos i	Barramento j	R p.u.	X p.u.
BT	BC1	0	0,04
BT	B1	0,513	0,313
B1	BC3	10,35	5,878
B1	B2	1,059	0,036
B1	B3	2,25	1,278
B2	BC2	7,7	3,774
B3	BC4	0,693	0,023
B3	B4	0,712	0,0024
B4	BC5	1,1	0,539
B4	B5	0,674	0,023
B4	B6	6,353	0,215
B5	BC6	1,485	0,728
B6	BC7	0,712	0,024
B6	B8	0,225	0,128
B6	B9	4,428	0,15

B6	B7	2,31	0,078
B7	B9	0,908	0,445
B7	B8	2,475	1,213
B7	BC11	2,888	0,098
B9	B10	0,963	0,033
B9	B11	0,908	0,445
B9	BC12	3,9	2,215
B8	BC10	2,021	0,068
B10	BC15	0,674	0,023
B10	BC14	4,312	0,146
B11	BC13	3,85	0,13
	BC14	0,278	0,158

As características dos ramos estão representadas em sistema por unidade, tendo como base a potência de 10 MVA.

A fim de realizar uma breve caracterização das cargas, a tabela 6.2 apresenta alguns dos dados sobre as instalações dos clientes, com especial enfoque na potência contratada e no sistema de fases.

Tabela 6.2 – Potência contratada pelos consumidores de baixa [31].

Carga	S kVA	Fases
C1	20,7	3
C2	10,35	3
C3	20,7	3
C4	20,7	3
C5	20,7	3
C6	13,8	3
C7	41,4	3
C8	6,9	1
C9	20,7	3
C10	6,9	3
C11	3,45	1
C12	17,25	3

C13	20,7	3
C14	3,45	3
C15	6,9	3

Na análise da rede em questão, o espírito crítico vai ser utilizado para descobrir o ponto de actuação óptimo. Partindo de um caso base, será feita a análise de situações anormais de funcionamento, tais como sobrecargas nos ramos, tensões elevadas nos barramentos, perdas activas com valores elevados e valores discrepantes com a realidade de funcionamento de um SEE.

6.3.2 - Apresentação de cenários no estudo da rede de baixa tensão em regime estacionário

A partir destes dados podem ser feitas as simulações com o *software Power World*. A análise é baseada na definição de cenários. No caso de existirem vários geradores a ligar a uma mesma rede, a análise necessita e ser mais complexa.

- Cenário A:
 - Consumo mínimo na rede, em vazio, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, com factor de potência unitário;
 - Consumo médio na rede, a meia carga, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, com factor de potência unitários;
 - Consumo máximo na rede, em situação de ponta, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, com factor de potência unitário;

Tabela 6.3 – Potência de consumos para o cenário A.

Carga	Potência Activa p.u.	Potência reactiva p.u.	Potência Activa p.u.	Potência reactiva p.u.
	Horas de ponta		Meia carga	
C1	0,0021	0	0,0010	0
C2	0,0010	0	0,0005	0
C3	0,0021	0	0,0010	0
C4	0,0021	0	0,0010	0
C5	0,0021	0	0,0010	0
C6	0,0014	0	0,0007	0
C7	0,0041	0	0,0021	0

C8	0,0007	0	0,0003	0
C9	0,0021	0	0,0010	0
C10	0,0007	0	0,0003	0
C11	0,0003	0	0,0002	0
C12	0,0017	0	0,0009	0
C13	0,0021	0	0,0010	0
C14	0,0003	0	0,0002	0
C15	0,0007	0	0,0003	0

- Cenário B:

- Consumo mínimo na rede, em situação de vazio, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, funcionando com factor de potência capacitivo de 0,85;
- Consumo médio na rede, a meia carga, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, com factor de potência capacitivo de 0,85;
- Consumo máximo na rede, em situação de ponta, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, funcionando com factor de potência capacitivo de 0,85;

Tabela 6.4 – Potência de consumos para o cenário B.

Carga	Potência Activa p.u.	Potência reactiva p.u.	Potência Activa p.u.	Potência reactiva p.u.
	Horas de ponta		Meia carga	
C1	0,0018	0,0011	0,0009	0,0005
C2	0,0009	0,0005	0,0004	0,0003
C3	0,0018	0,0011	0,0009	0,0005
C4	0,0018	0,0011	0,0009	0,0005
C5	0,0018	0,0011	0,0009	0,0005
C6	0,0012	0,0007	0,0006	0,0004
C7	0,0035	0,0022	0,0018	0,0011
C8	0,0006	0,0004	0,0003	0,0002

C9	0,0018	0,0011	0,0009	0,0005
C10	0,0006	0,0004	0,0003	0,0002
C11	0,0003	0,0002	0,0001	0,0001
C12	0,0015	0,0009	0,0007	0,0005
C13	0,0018	0,0011	0,0009	0,0005
C14	0,0003	0,0002	0,0001	0,0001
C15	0,0006	0,0004	0,0003	0,0002

- Cenário C:

- Consumo mínimo na rede, em situação de ponta, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, funcionando com factor de potência capacitivo de 0,93;
- Consumo médio na rede, a meia carga, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, com factor de potência capacitivo de 0,93;
- Consumo máximo na rede, em situação de ponta, com produção nos máximos técnicos por parte dos PI, funcionando com factor de potência capacitivo de 0,93;

Tabela 6.5 – Potência de consumos para o cenário C.

Carga	Potência Activa p.u.	Potência reactiva p.u.	Potência Activa p.u.	Potência reactiva p.u.
	Horas de ponta		Meia carga	
C1	0,0016	0,0011	0,0008	0,0006
C2	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003
C3	0,0016	0,0011	0,0008	0,0006
C4	0,0016	0,0011	0,0008	0,0006
C5	0,0016	0,0011	0,0008	0,0006
C6	0,0011	0,0008	0,0005	0,0004
C7	0,0032	0,0023	0,0016	0,0011
C8	0,0005	0,0004	0,0003	0,0002
C9	0,0016	0,0011	0,0008	0,0006
C10	0,0005	0,0004	0,0003	0,0002

C11	0,0003	0,0002	0,0001	0,0001
C12	0,0013	0,0010	0,0007	0,0005
C13	0,0016	0,0011	0,0008	0,0006
C14	0,0003	0,0002	0,0001	0,0001
C15	0,0005	0,0004	0,0003	0,0002

Para a escolha destes tipos de cenário foi considerada uma análise mais complexa devido à existência de vários geradores ligados à mesma rede. Considerando os aspectos técnicos: variações rápidas e lentas das tensões no sistema, relativamente ao seu valor nominal e problemas de estabilidade (comportamento dinâmico e estabilidade de tensão).

Para a avaliação dos congestionamentos na rede de transporte devem ser simulados cenários de exploração, considerando os seguintes dados:

- Regime de carga nos nós de consumo, em pontas e vazios;
- Previsão das injeções desfavoráveis de produção eólica;
- Dependências geográficas de produção eólica entre zonas de rede;
- Situações típicas de despacho da produção convencional, relativas a cada um dos cenários de consumo, considerando as variações resultantes da integração prevista de produção eólica;
- Situações típicas de configuração de exploração da rede;
- Situações associadas à ocorrência de contingências n-1.

6.3.3 - Apresentação e análise de resultados para a rede de baixa tensão em regime estacionário

Aqui apresentam-se os resultados obtidos pelas simulações da rede de baixa tensão, com uma caso de estudo com três cenários.

Um facto importante tendo em conta o facto de os consumos de energia eléctrica serem cada vez maiores: sendo mais os consumidores, assim como é maior o consumo per capita, é, por isso, necessário prever a expansão da rede para um futuro próximo não muito longínquo.

6.3.3.a - Cenário A

Neste pretende apresentar-se o consumo mínimo, médio e máximo da rede. A produção é apresentada nos máximos limites técnicos por parte dos produtores independentes (PI), com factor de potência unitário. Com a apresentação de penetração de potência em todos os barramentos, pretende-se a análise do trânsito de potências nas linhas com os limites técnicos associados e o comportamento das tensões, assim como as perdas reactivas e activas. Em anexo 1, podemos ver a configuração da rede radial, com a apresentação de microturbinas eólicas instaladas em todos os barramentos de consumo. Como podemos ver na figura 6.6 as maiores perdas são atingidas quando se tem um maior consumo na rede, ou seja, nas horas de ponta, já que a maior eficiência é apresentada quando, em produção máxima este se encontra em horas de vazio.

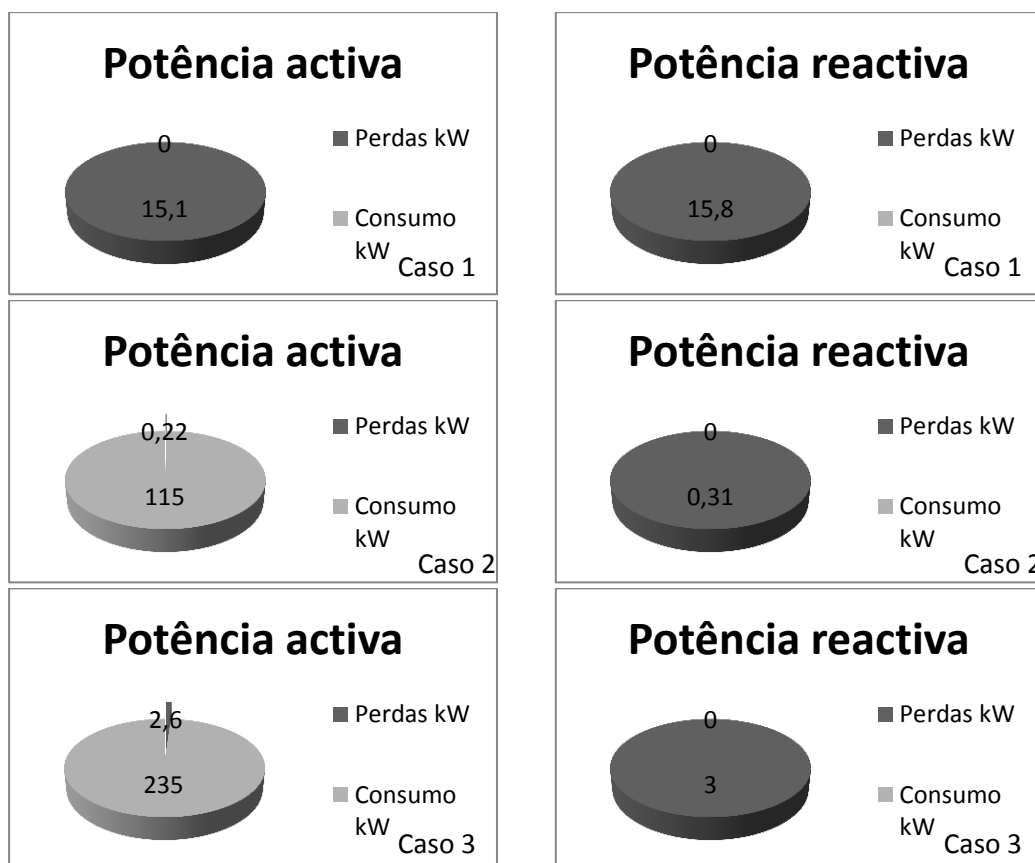


Figura 6.6 - Cenário A - Total de perdas na rede de baixa tensão para o caso 1, caso 2 e caso 3.

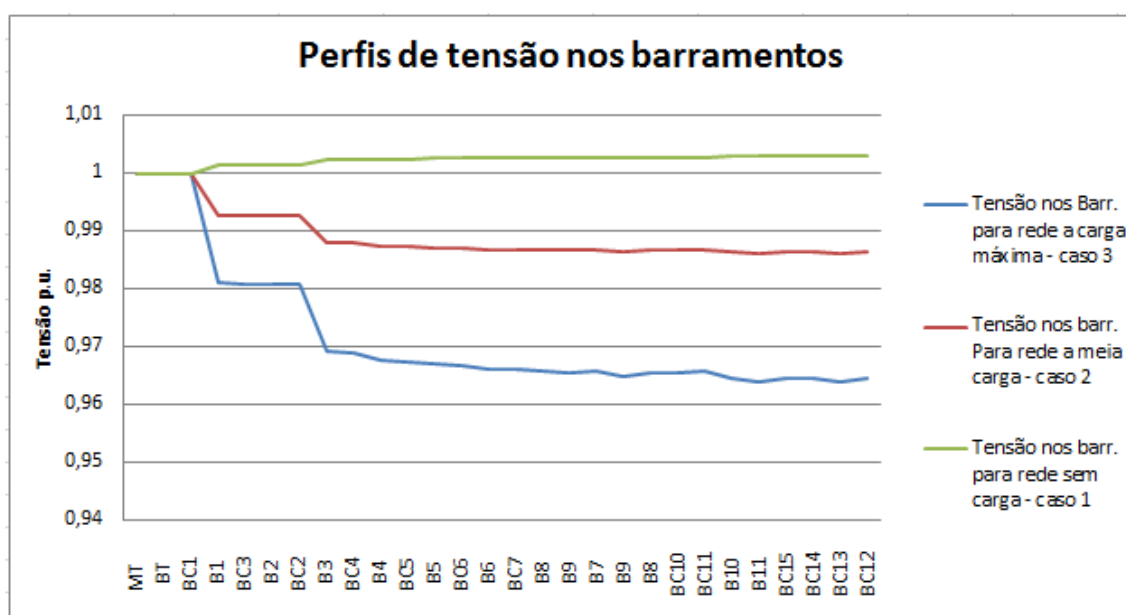


Figura 6.7 - Perfis de tensão para os acasos apresentados, caso 3, caso 2 e caso 1, respectivamente.

No que diz respeito às características das tensões nos barramentos do cenário A, tem-se para o caso 3, máxima produção em horas de ponta de consumos. O perfil de tensão não se encontra próximo da tensão nominal nos barramentos, o que significa que existem anomalias e os valores das tensões chegam a variar -4% da tensão nominal. Como podemos ver na figura 6.7 a penetração de microgeradores eólicos na rede contribui positivamente, já que sem estes a tensão nos barramentos estaria ainda mais longe da tensão nominal.

No caso 2 temos que para uma máxima produção e com o consumo a meia carga podemos observar que esta varia menos em relação à tensão nominal. Verifica-se que neste caso a variação atinge um máximo de -1,2%, já que este não exige mais aos barramentos pois encontram-se a meia carga. Como podemos ver é facilmente perceptível que para o caso 1, máxima produção em vazio, os barramentos conseguem satisfazer o consumidor com uma tensão acima da tensão nominal. O baixo perfil de tensão para os casos de máxima e meia carga devem-se ao facto de existir um maior consumo de potência reactiva.

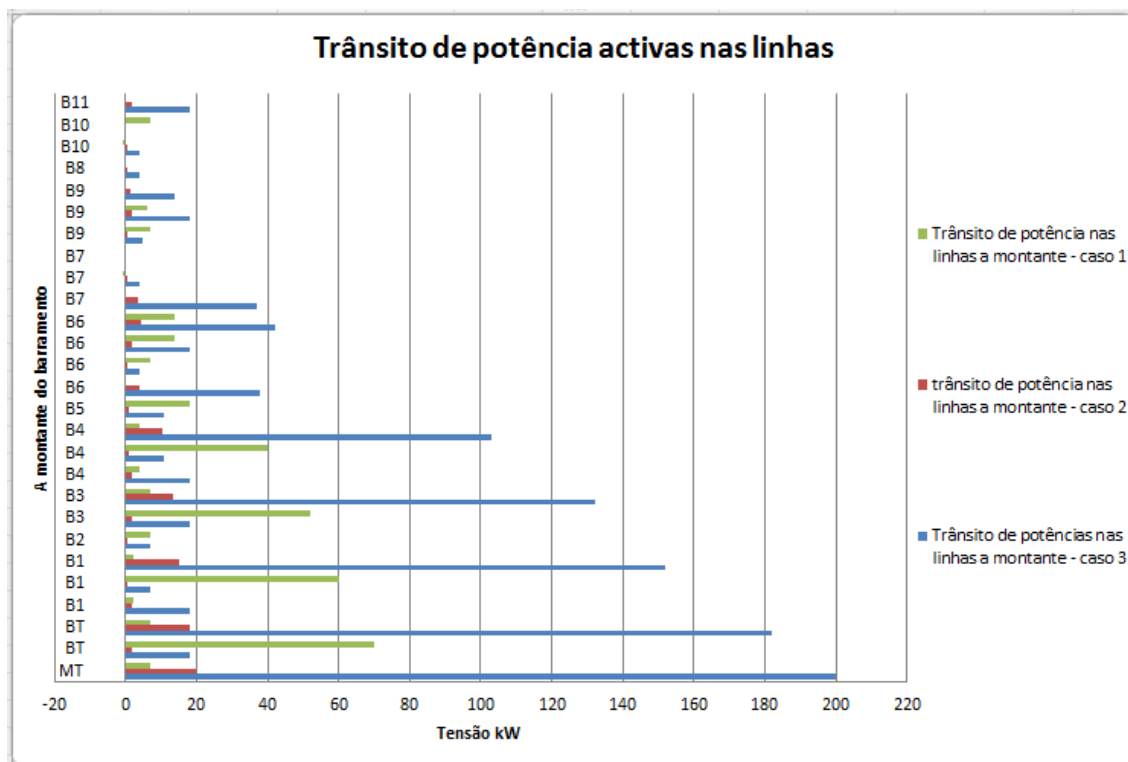


Figura 6.8 - Trânsito de potências activas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.

Observando a figura 6.8, verifica-se que com um baixo valor no módulo das tensões temos um agravamento no aumento das perdas activas nas linhas de transmissão. Para corrigir tal situação aumenta-se a tensão no barramento PV.

À medida que é aumentado o consumo, ou seja, à medida que nos aproximamos das horas de ponta verificamos que existem maiores perdas nas linhas activas. Fica, assim, evidente que há maior eficiência das micro-turbinas, atingida quando se encontram os consumos a horas de vazio, já que este atinge menores perdas nas linhas.

6.3.3.b - Cenário B

Neste cenário temos o consumo mínimo, médio e máximo na rede, com uma produção nos máximos técnicos por parte do PI, com factor de potência capacitivo, bem como a apresentação de penetração de potência em todos os barramentos na rede, como podemos ver em anexo 2.

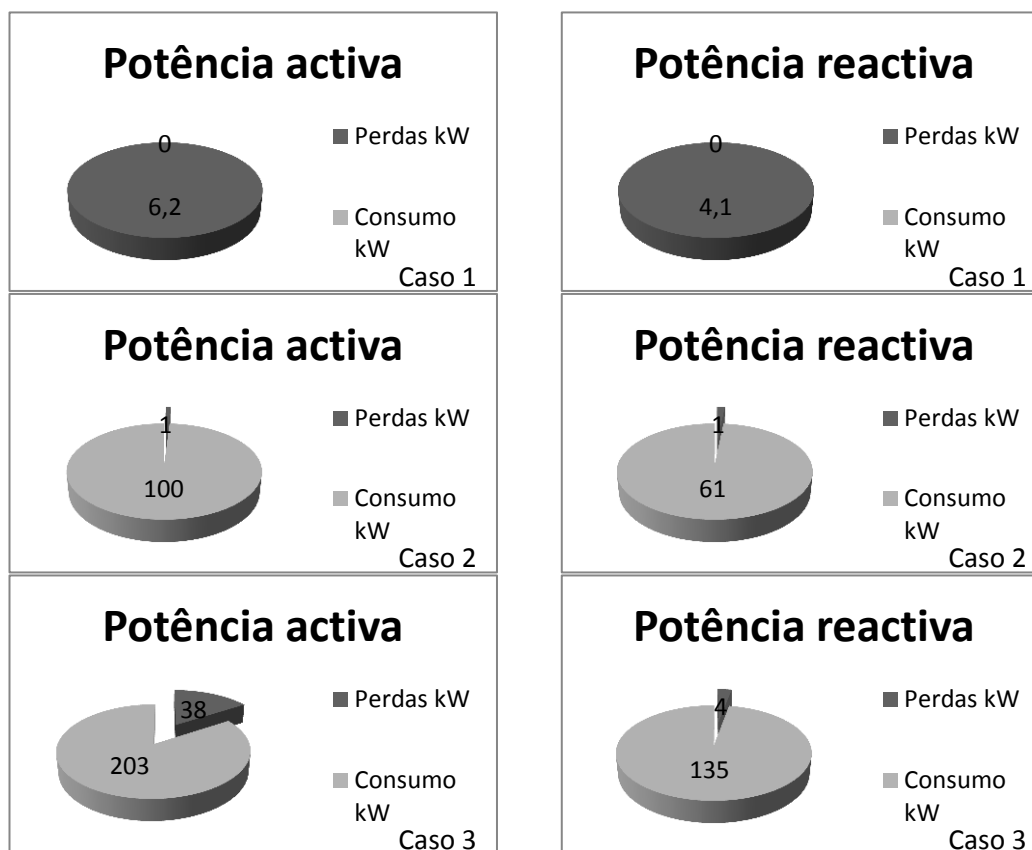


Figura 6.9 - Cenário B - Total de perdas na rede de baixa tensão para os casos 1, caso 2 e caso 3.

Observando a figura 6.9 as maiores perdas são atingidas quando há um maior consumo na rede, ou seja, nas horas de ponta, já que a maior eficiência é apresentada quando em produção máxima este se encontra em horas de vazio, como verificado anteriormente. Já a comparação da figura 6.6 e 6.9, ou seja, para o caso da rede ser apresentada com um factor de potência unitário e para um factor de potência capacitivo de 0,8, verificamos que as perdas activas são maiores na figura 6.9.

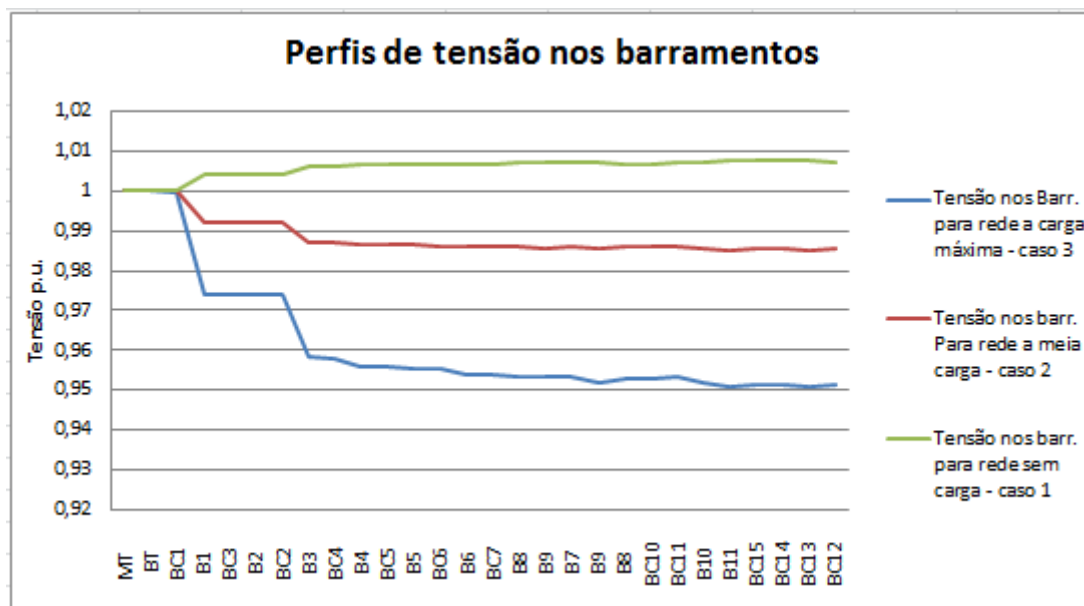


Figura 6.10 - Perfis de tensão para os casos apresentados, caso 3, caso 2 e caso 1, respectivamente.

Verifica-se que com um factor de potência capacitivo temos aumento significativo da distância da tensão em relação à tensão nominal, ou seja, esta afasta-se da tensão nominal à medida que nos afastamos do PT e esta em relação ao cenário A, aumenta gradualmente, em casos mais afastados do PT, variação que chega a atingir os -5%.

Por conseguinte, é possível extrair uma conclusão teórica que se aplica ao seguinte caso: com a correcção do factor de potência, há redução de custos de energia eléctrica para o consumidor, melhoria na tensão, aumento da vida útil das instalações e equipamentos, redução do efeito de joule, redução da corrente reactiva na rede eléctrica.

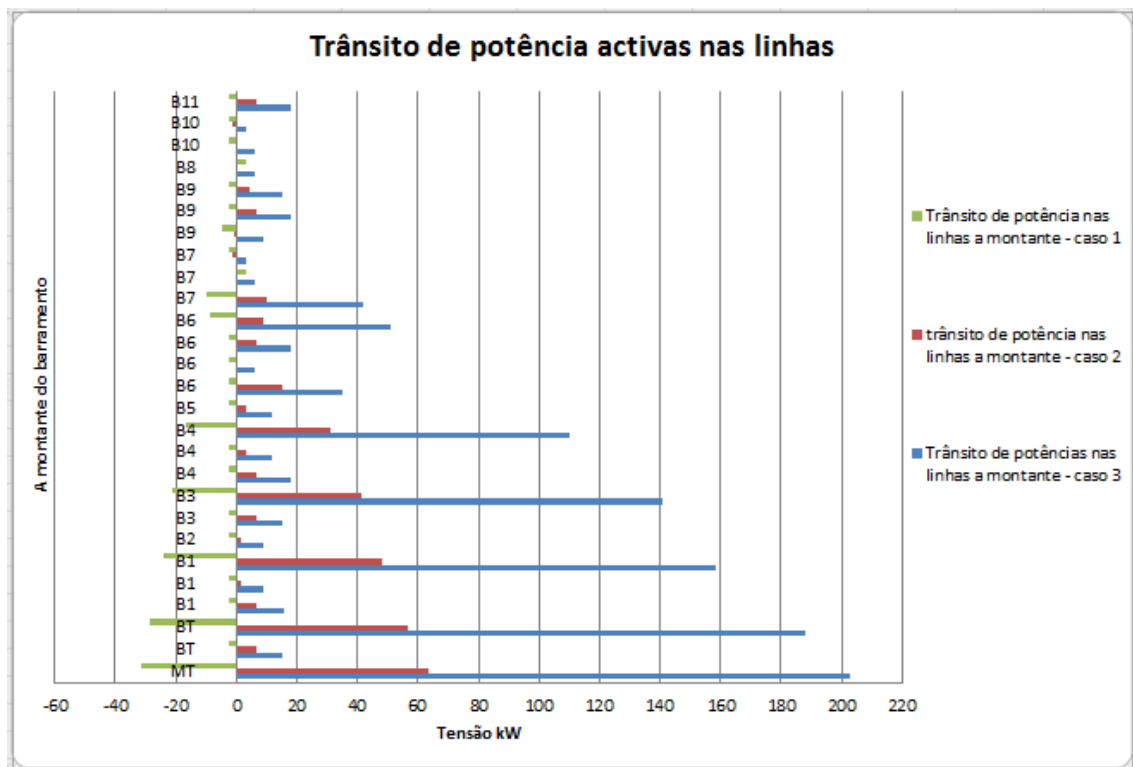


Figura 6.11 - Trânsito de potências activas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.

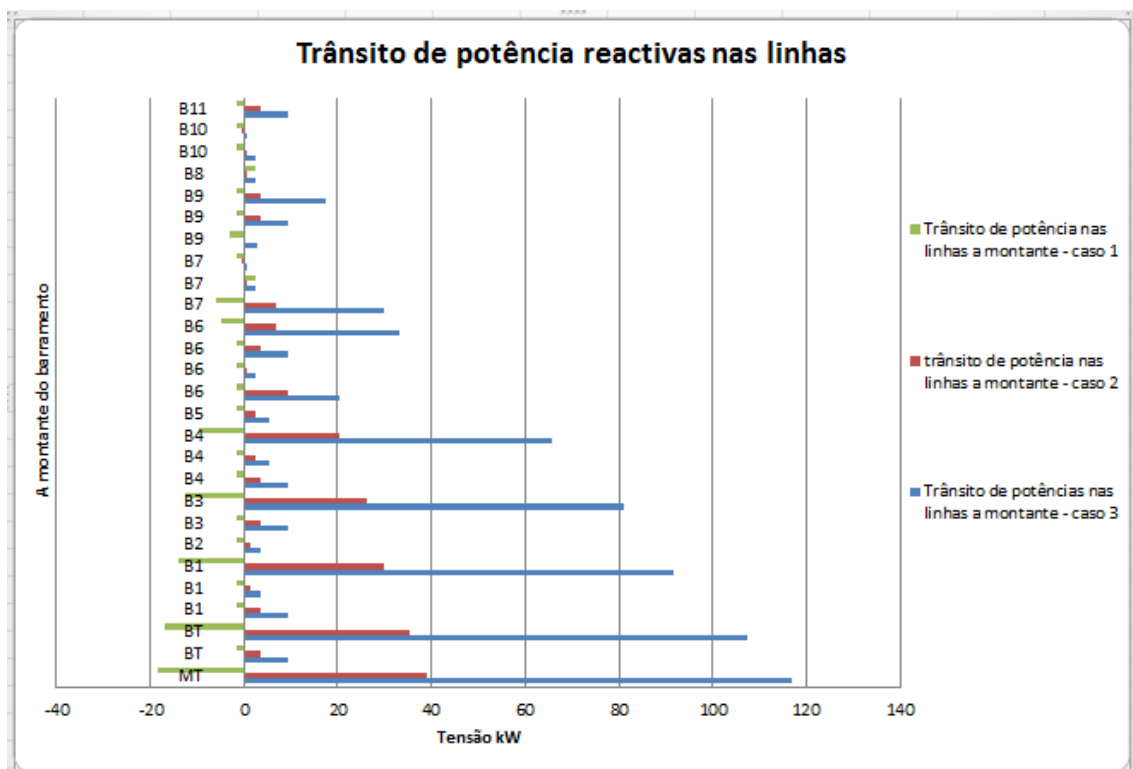


Figura 6.12 - Trânsito de potências reactivas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.

Como podemos observar através das figuras 6.11 e 6.12, à medida que é aumentado o consumo, ou seja, à medida que nos aproximamos das horas de ponta, verificamos que existem maiores perdas nas linhas tanto activas como reactivas. Em relação à análise do cenário A temos uma diminuição das perdas activas e reactivas.

6.3.3.c - Cenário C

Neste cenário temos o consumo mínimo, médio e máximo na rede, com uma produção nos máximos técnicos por parte do PI, com um factor de potência capacitivo, para um factor de carga de 0,93, com a apresentação de penetração de potência em todos os barramentos na rede como podemos ver em anexo 3.

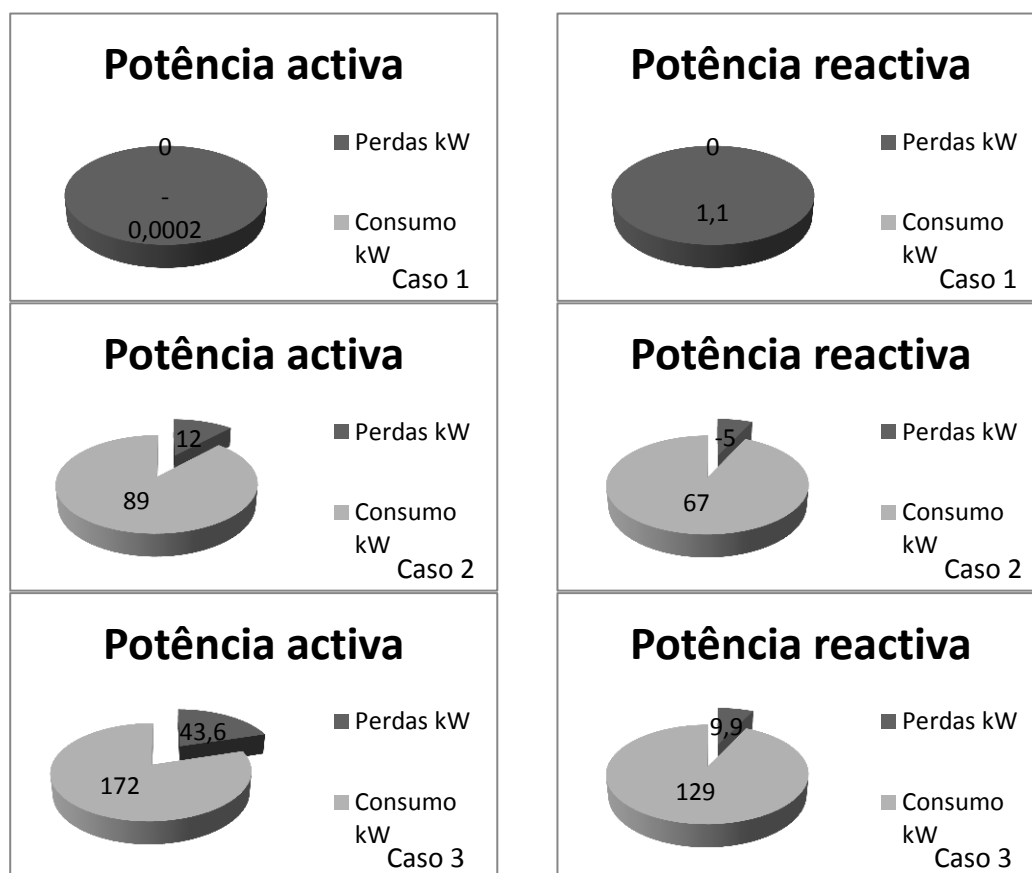


Figura 6.13 - Cenário C - Total de perdas na rede de baixa tensão para os casos 1, caso 2 e caso 3.

Em comparação com os outros cenários temos aqui um aumento bastante significativo, devido ao factor de carga ser 0,92, mesmo tendo um factor de potência unitário.

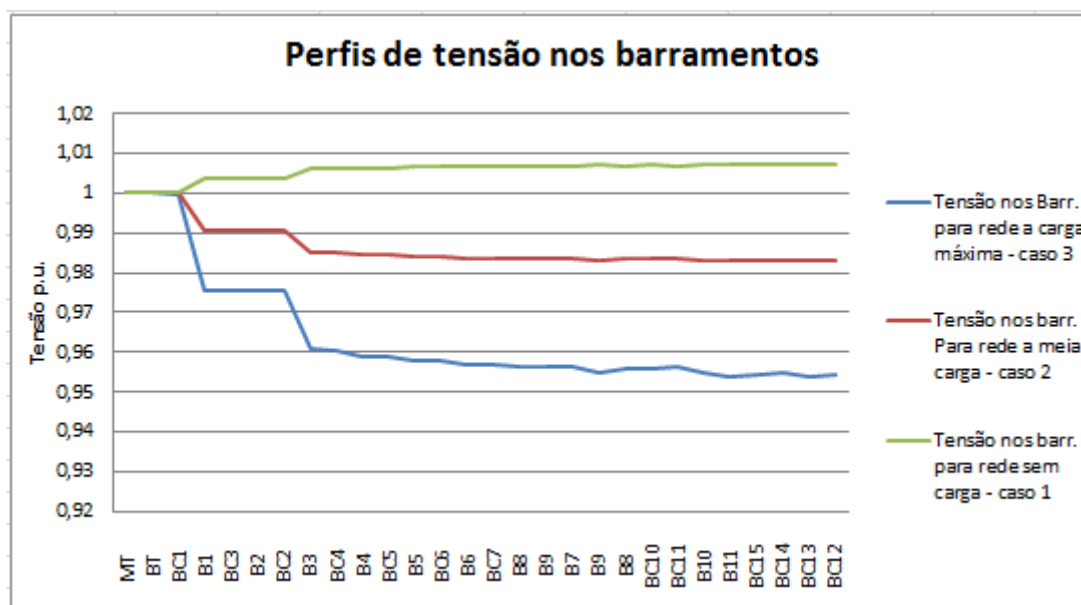


Figura 6.14 - Perfis de tensão para os casos apresentados, caso 3, caso 2 e caso 1, respectivamente.

Em relação à tensão nos barramentos a varia da mesma forma que no cenário A, apenas com ligeiras alterações, não muito significativas. Da mesma forma que a qualidade de tensão não é mantida ao longo da rede para todos os consumidores.

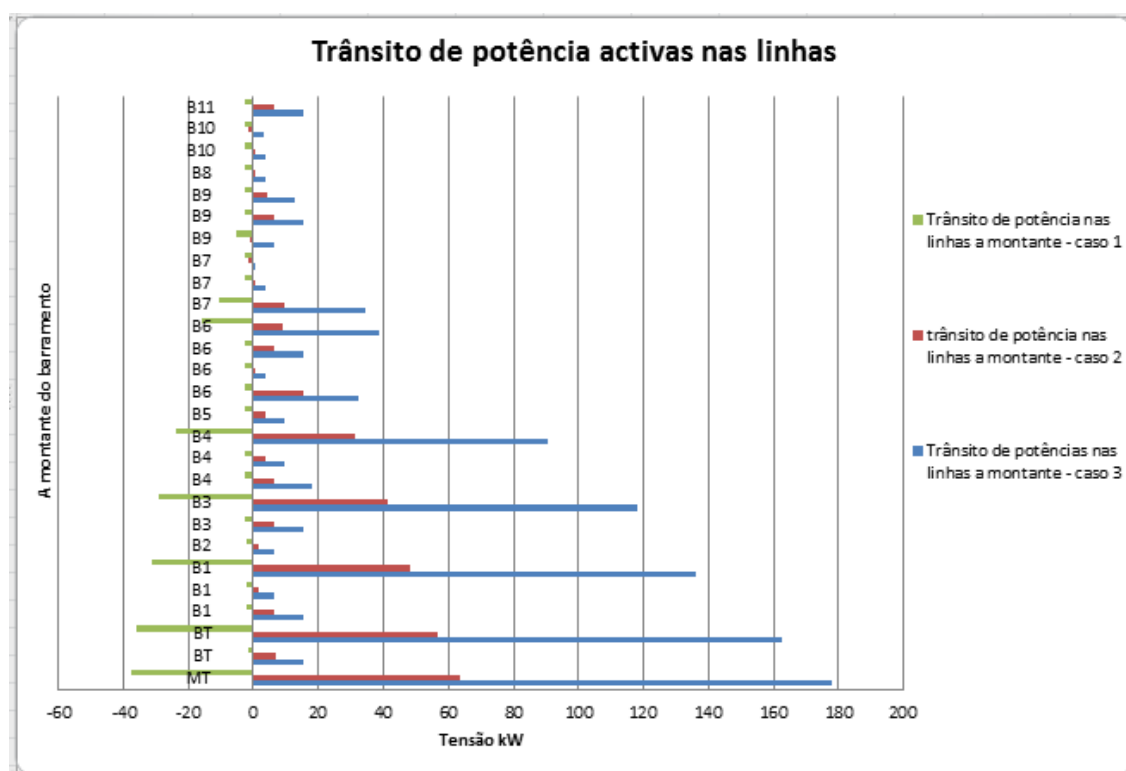


Figura 6.15 - Trânsito de potências activas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.

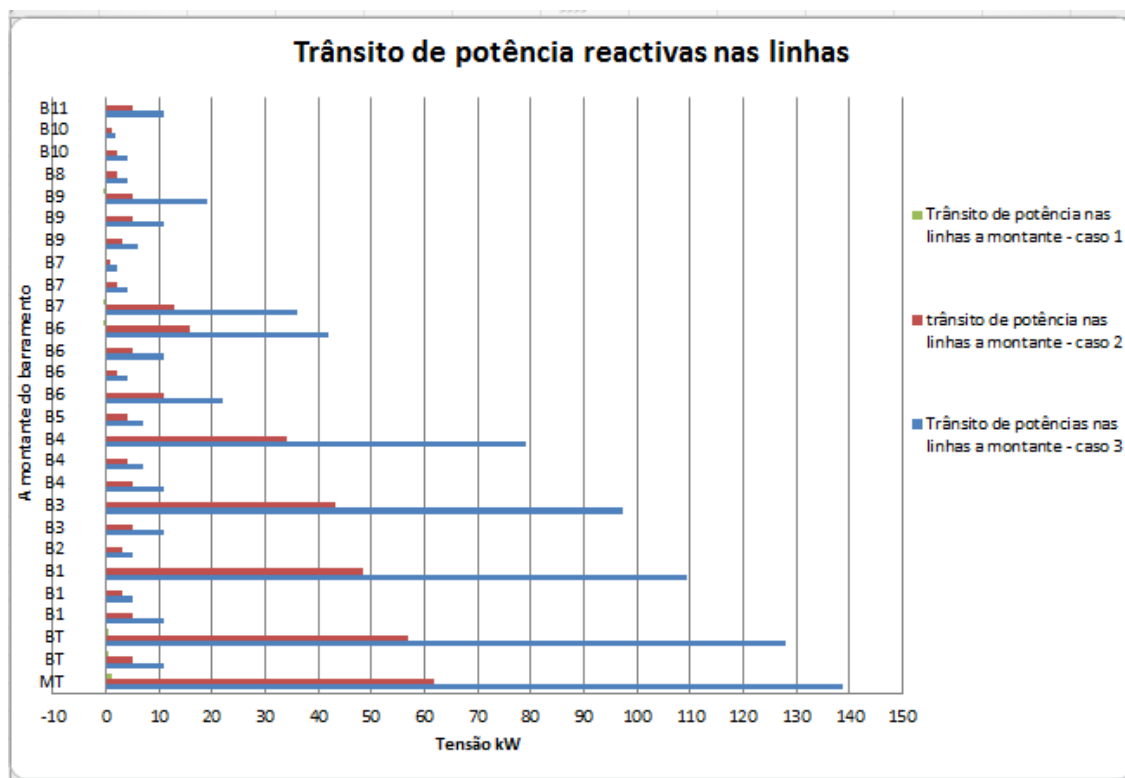


Figura 6.16 - Trânsito de potências reactivas nas linhas a montante do barramento, caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.

As perdas activas nas linhas, em relação ao cenário A, não sofrem grandes variações e existem pequenas variações na potência reactiva. Em relação ao cenário B existem maiores variações de perdas activas e reactivas, sendo maiores as perdas activas neste caso do que no cenário B.

6.3.4 - Conclusão de análise de resultados

Com a alteração do factor de potência unitário para capacitivo (0,8) aumentamos as perdas activas e as perdas reactivas totais. As perdas activas e reactivas nas linhas diminuem e conseguimos garantir que a tensão nos barramentos esteja próxima da tensão nominal (400V). As cargas consideradas são não-lineares e procurou obter-se uma distribuição equilibrada do sistema.

Podemos concluir que, com a introdução de sistemas de microgeração tem-se a garantia de qualidade de tensão nos barramentos e é garantida a continuidade de serviço.

À medida que nos afastamos de PT, verifica-se que não são garantidos os perfis de tensão, de 400V, nos barramentos e a fase aumenta, o que está de acordo com a redução de perdas. Por lei é exigível um factor de potência de 0.93, pois quanto maior o consumo de potência reactiva para o mesmo consumo potência activa, mais baixo será o factor de potência, dando direito à concessionária de aumento da factura eléctrica.

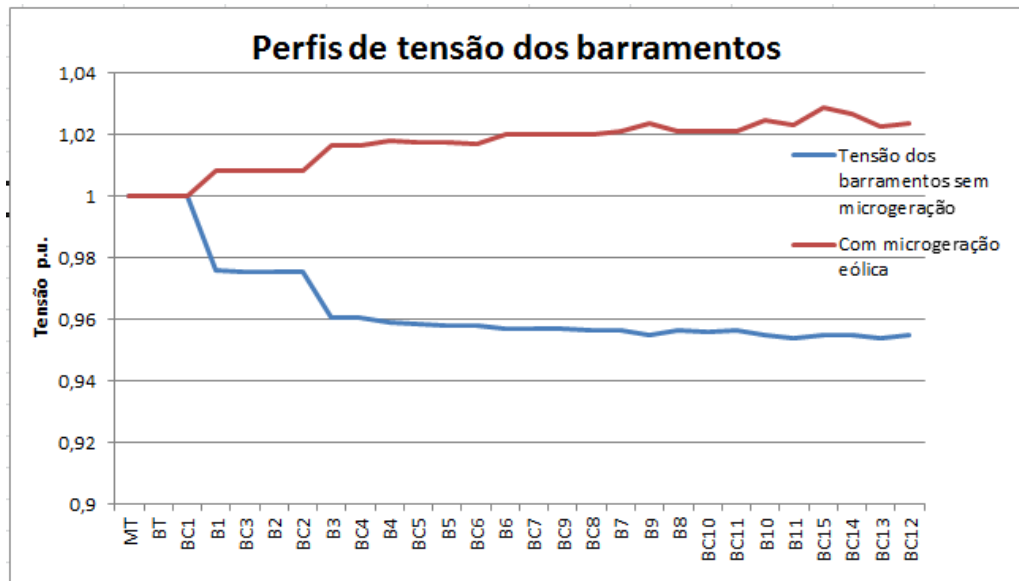


Figura 6.17 - Informação sobre os barramentos, com e sem microturbinas eólicas em horas de ponta.

Na figura 6.17, são apresentados os perfis de tensão para a rede sem microgeração e para a rede com microgeração, que apresenta micro-turbinas de 100, 50, 20, 10, 6 e 2,5 kW.

Verifica-se que o perfil de tensão aumenta drasticamente. A injeção de potência activa, por parte de microturbinas, pode provocar problemas de elevação de tensão a níveis proibitivos e atendendo ao crescimento de integração destas na rede tem de se garantir níveis adequados de tensão para o funcionamento da rede. A solução consiste no controlo de tensão nodal, que efectua o controlo dos perfis de tensão nas redes de baixa tensão, recorrendo apenas a informação que é recolhida no próprio nó de instalação de cada unidade de microgeração.

O controlo de potência reactiva nas redes de baixa tensão não pode ser efectuado devido ao facto de as redes serem bastante resistivas, a única forma passa por actuar no controlo da potência activa.

6.3.5 - Apresentação e análise de resultados para a rede de baixa tensão em regime transitório

Para a análise dos regimes transitórios foi utilizado o *software Power systems Analysis* (IPSA). Este permite um elevado número de simulações, para transitórios electromagnéticos para a energia eléctrica e sistemas de concepção e planeamento operacional.

Com uma topologia radial, temos que os sistemas de microgeração, com microturbinas eólicas, estão sujeitos ao mesmo regime de velocidade de vento, assumindo no seu ponto máximos de funcionamento de modo a injectar na rede BT o máximo de potência activa, para um consumo máximo. Sendo que com esta análise permite-nos avaliar o comportamento dinâmico da rede transitória no tempo, simulando apenas uma fase para considerar cargas trifásicas e produção equilibradas nas três fases. As simulações dinâmicas examinam se vai e como vai ser alcançado o ponto de equilíbrio em regime estacionário.

Tipo de ligação à rede eléctrica:

O tipo de ligação à rede eléctrica utilizado foi uma turbina de velocidade de rotação variável (VSCF). Estas trazem vantagens tais como: performance superior a baixas velocidades de vento, não consomem energia reactiva, tem capacidade de regulação de tensão e flutuações de potência menos acentuadas. Em contrapartida injectam harmónicos associados à conversão de frequência e tem elevados custos [40]. A figura 6.18 mostra a possível ligação para o caso de utilizarmos a micro-turbina eólica Turban pois é uma turbina com um gerador síncrono de imãs permanentes.

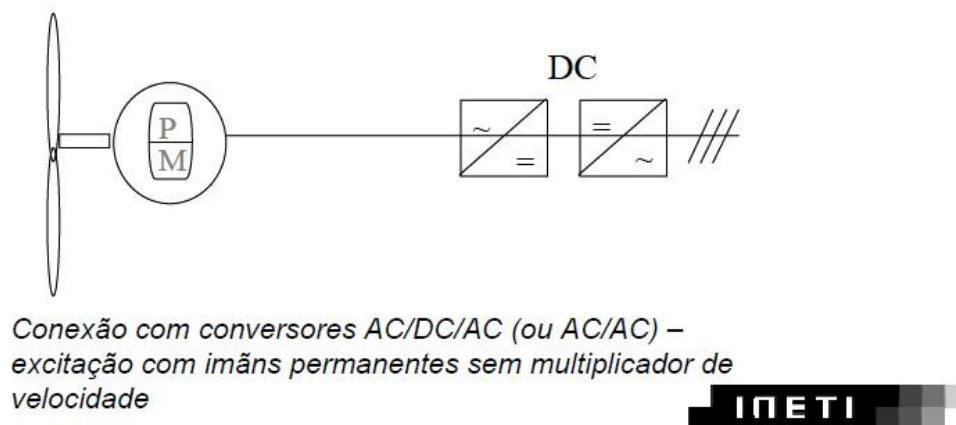


Figura 6.18 - Turbina de velocidade rotação variável. [40]

A ideia básica do aerogerador com velocidade variável é o desacoplamento da velocidade de rotação e, consequentemente, do rotor do aerogerador, da frequência eléctrica da rede. O rotor pode funcionar com velocidade variável ajustada à situação real da velocidade do vento, garantindo um desempenho aerodinâmico maximizado.[22]

A conexão ao sistema eléctrico é feita por meio de um conversor de frequência electrónico, formado por um conjunto rectificador/inversor. A tensão produzida pelo gerador síncrono é rectificada e a corrente contínua resultante é invertida. Como a frequência produzida pelo gerador depende de sua rotação, esta será variável em função da variação da rotação da turbina eólica. [22]

As figuras 6.19, 6.20, 6.21, 6.22 e 6.23 mostram a evolução temporal das potências activas e as figuras 6.24, 6.25, 6.26, 6.27 e 6.28 das potências reactivas geradas pelas microturbinas eólicas.

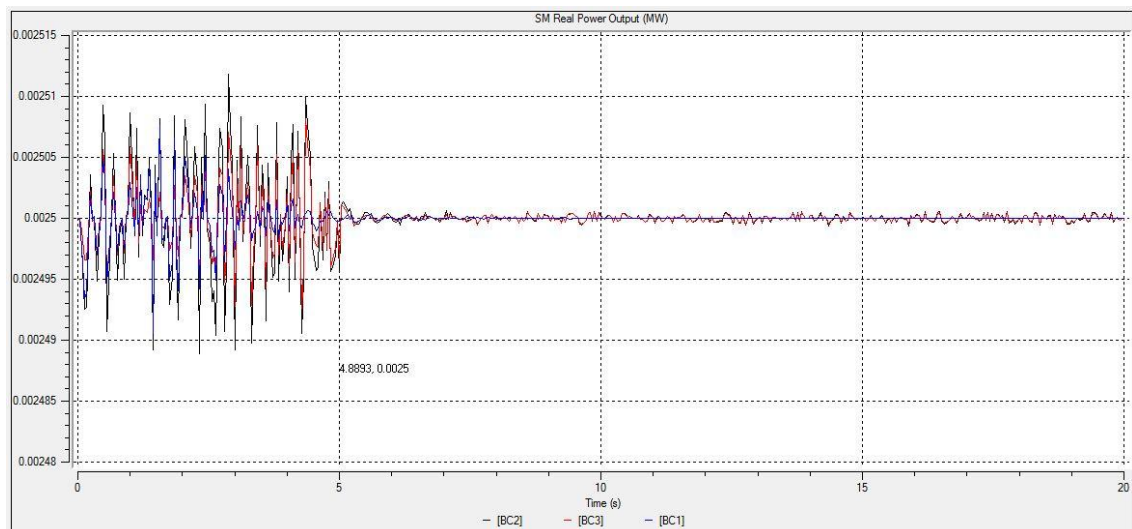


Figura 6.19 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3.

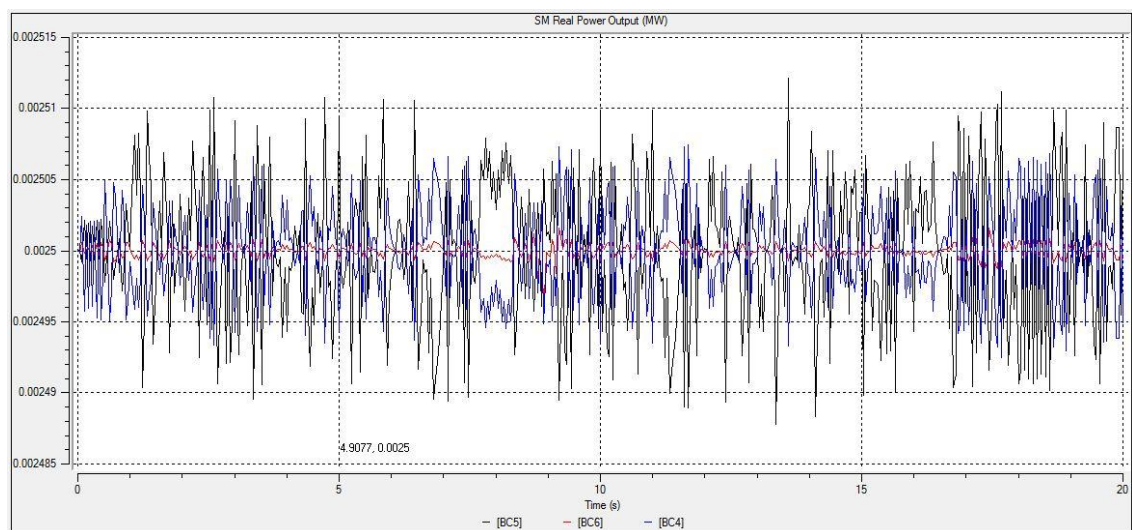


Figura 6.20 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6.

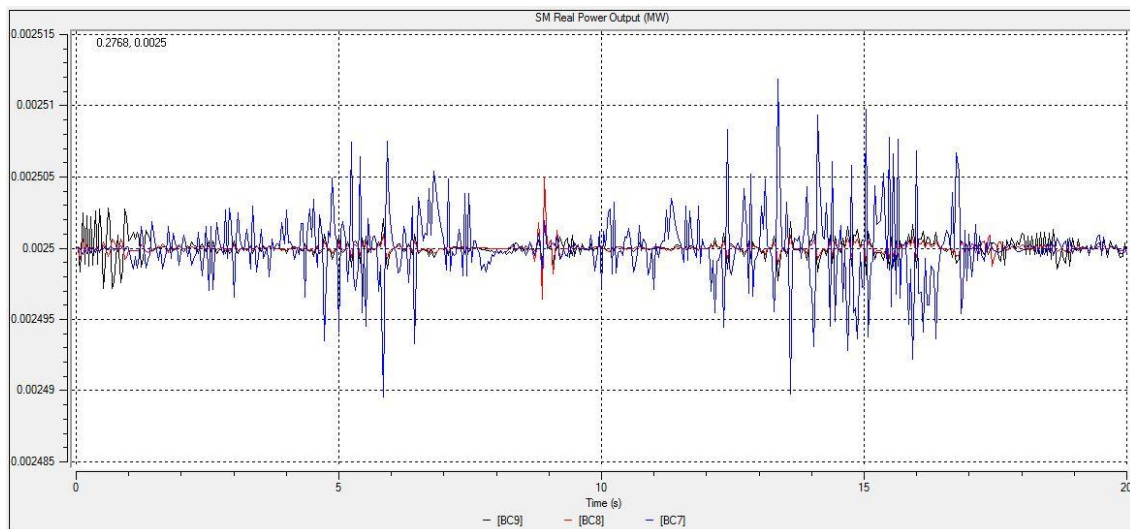


Figura 6.21 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9.

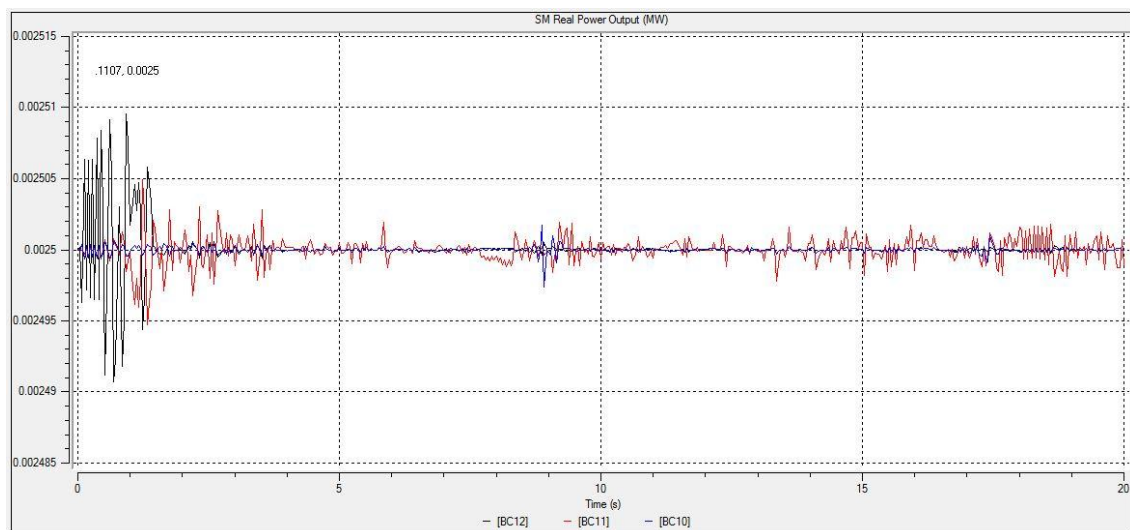


Figura 6.22 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12.

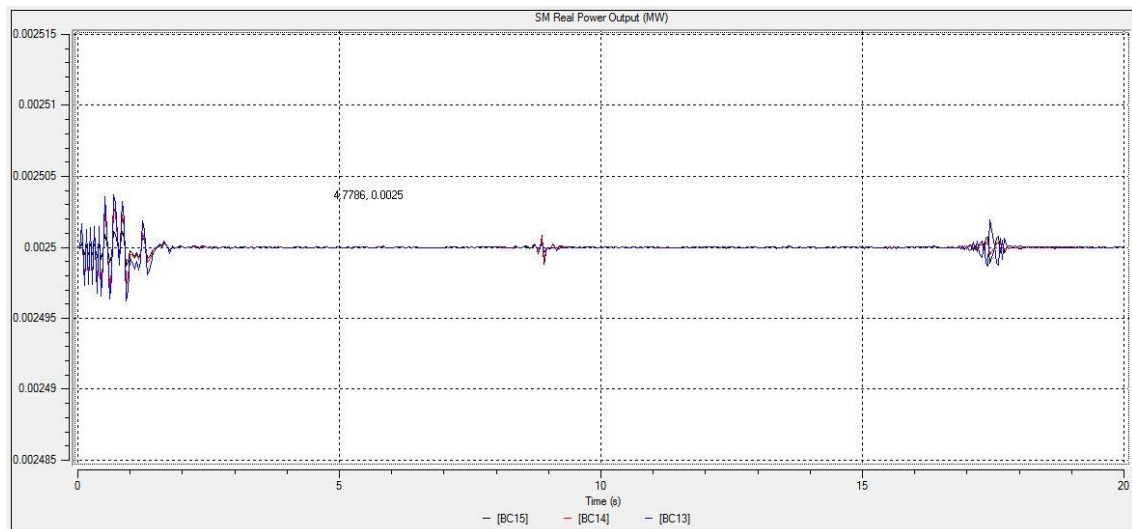


Figura 6.23 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 15, 14 e 13.

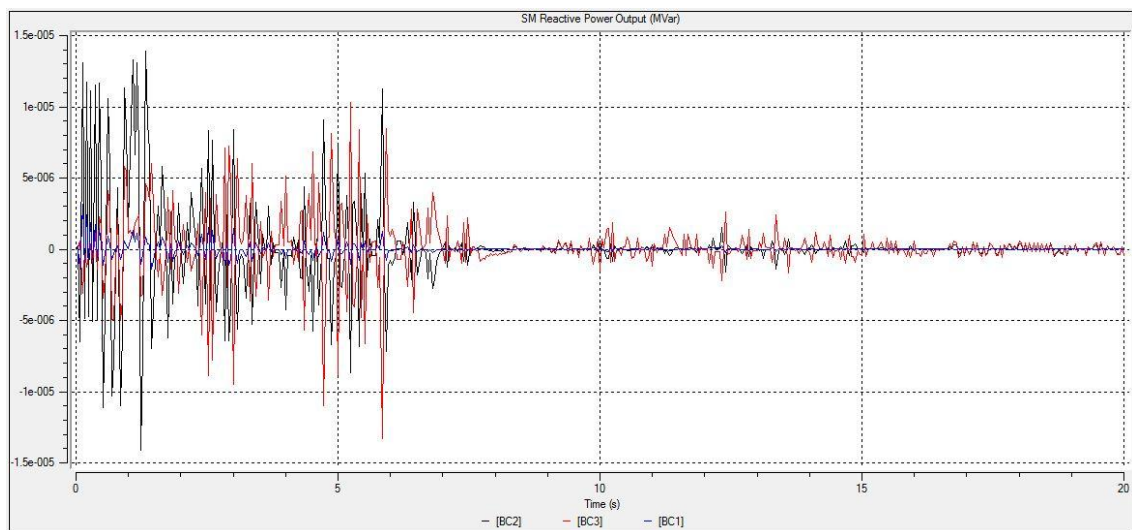


Figura 6.24 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3.

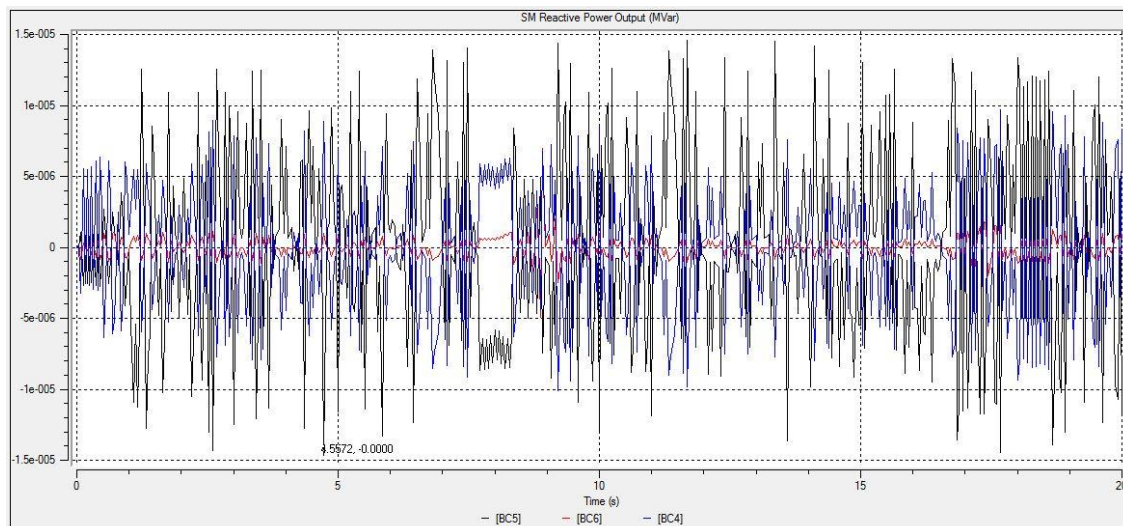


Figura 6.25 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6.

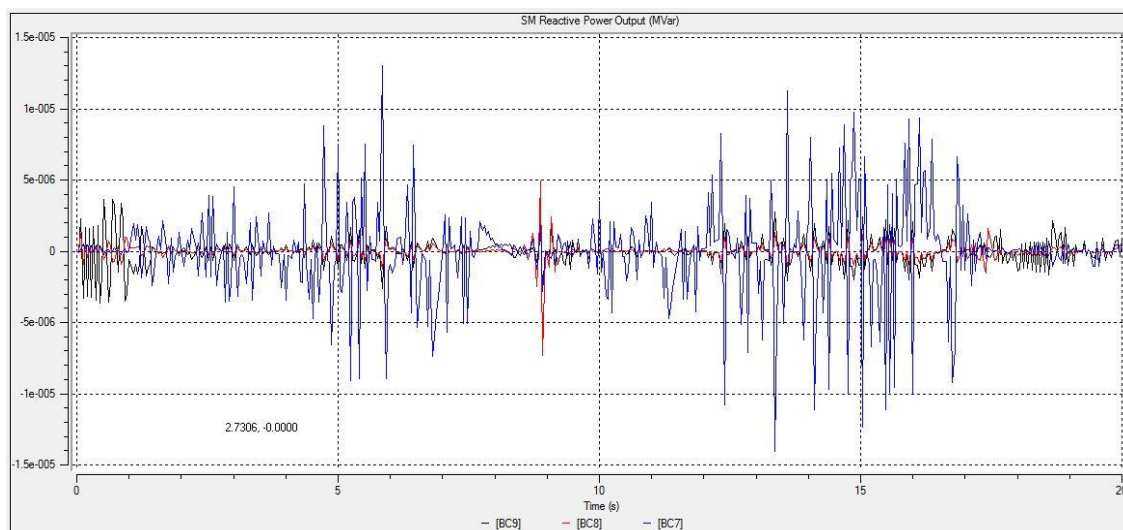


Figura 6.26 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9.

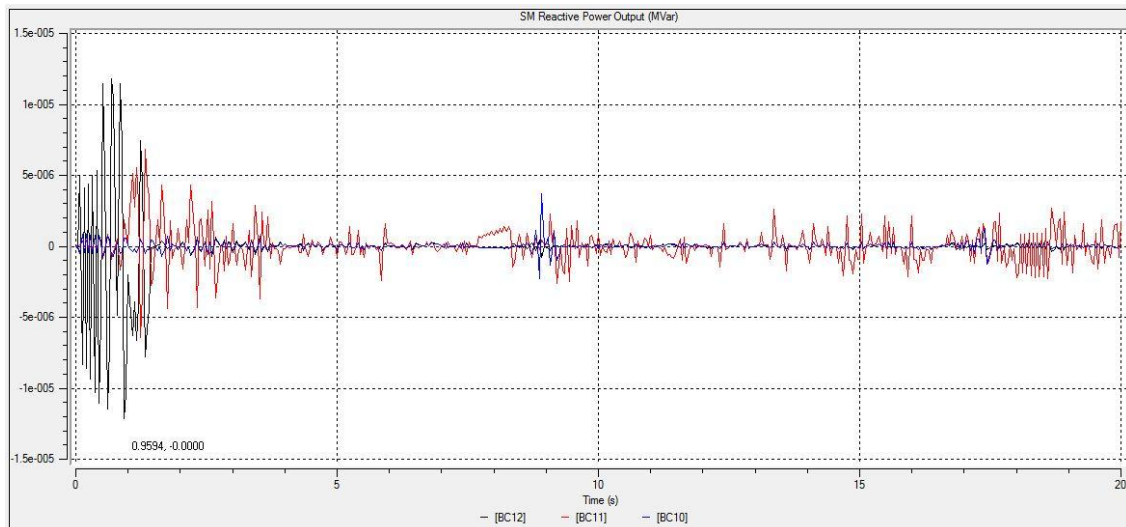


Figura 6.27 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12.

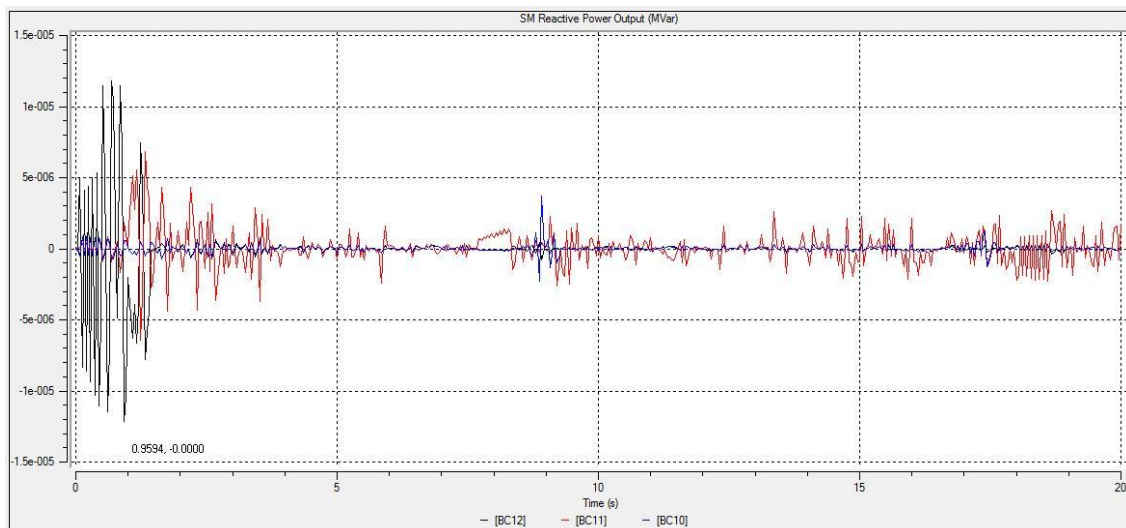


Figura 6.28 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 15, 14 e 13.

Com base na análise das figuras, pode concluir-se que a situação em estudo tende para a estabilidade, verificando-se um amortecimento progressivo das oscilações das grandezas sob estudo.

Na análise da figura 6.25 é de notar que as oscilações são bastante mais significativas que nas restantes figuras, principalmente quando se analisa o barramento BC6 e BC5.

Para todos os barramentos podemos observar que existem intervalos de tempo nos quais as máquinas fornecem potência activa. No caso da absorção de potência reactiva em certos intervalos de tempo, temos todos os barramentos apresentados nas figuras com absorções de potência reactiva nem que seja uma pequena percentagem “insignificante”.

No que concerne ao controlo do sistema eléctrico de energia, no nosso caso de estudo a potência fornecida pode ser controlada através da maior ou menor velocidade do vento.

Assim verificamos que um sistema eléctrico de energia não é um sistema estático, já que a potência eléctrica que está a ser pedida ao sistema de produção está continuamente a variar devido a flutuações de consumo, do mesmo modo que a potência produzida tem de estar continuamente a variar de modo a que haja um equilíbrio.

No caso de haver uma diminuição de potência pedida à rede, devido a uma diminuição de consumo, da utilização de microgeração eólica, não temos a possibilidade de regular a produção de energia eléctrica, já que o vento está em constante movimento. Assim a solução passa pelo armazenamento da energia eléctrica produzida através de baterias por parte do consumidor/produtor.

Tabela 6.6 – Tensão e fase nos barramentos em regime transitório.

Barramentos	Tensão pu	Fase	Tensão kV
10 kV	1.000		10.000
0,4 kV	1.000	0.00	0.400
BC1	1.000	0.00	0.400
B1	1.001	0.13	0.400
BC3	1.001	0.13	0.400
B2	1.001	0.13	0.400
BC2	1.001	0.13	0.400
B3	1.008	0.87	0.403
BC4	1.008	0.88	0.403
B4	1.009	0.97	0.404
BC5	1.009	0.97	0.404
B5	1.010	0.99	0.404
BC6	1.010	1.00	0.404
B6	1.010	1.07	0.404
BC7	1.010	1.08	0.404
BC8	1.011	1.09	0.404
BC9	1.010	1.09	0.404
B7	1.011	1.12	0.404
B8	1.011	1.12	0.405
BC10	1.012	1.16	0.405
BC11	1.011	1.12	0.404

B9	1.012	1.19	0.405
B11	1.012	1.20	0.405
BC15	1.013	1.22	0.405
BC14	1.013	1.21	0.405
B10	1.012	1.22	0.405
BC13	1.012	1.23	0.405
BC12	1.012	1.20	0.405

Face aos dados constantes da tabela 6.6, observa-se a tensão e a fase nos barramentos, para um cenário de máxima produção por parte da microgeração, com microturbinas eólicas com um factor de potência não unitário e um consumo máximo por parte dos consumidores.

A tabela que se segue, tabela 6.7, reflecte uma apresentação do trânsito de potências nas linhas e as suas respectivas perdas.

Tabela 6.7 – Trânsito de potências nos barramentos em regime transitório.

Linha	Enviado	Enviado	Enviada	Recebido	Recebido	Recebido	Perda P.	Perdas P.
	Activa	Reactiva	Corrente	P. Activa	P. Reactiva	Corrente	Activa	Reactive
	MW	Mvar	kA	MW	(kVAr)	(kA)	(kW)	(kvar)
	-16.746	16.622	0.001	-16.746	16.622	0.034		0.000
LC1	-0.699	1.100	0.002	-0.699	1.100	0.002	0.000	0.000
L1	-16.046	15.522	0.032	-16.098	15.492	0.032	0.052	0.029
LC3	-0.697	1.100	0.002	-0.697	1.100	0.002	0.000	0.000
L2	-1.598	0.500	0.002	-1.598	0.500	0.002	0.000	0.000
LC2	-1.609	0.500	0.002	-1.609	0.500	0.002	0.000	0.000
L3	-13.798	13.892	0.028	-14.093	13.748	0.028	0.295	0.144
LC4	-0.700	1.400	0.002	-0.701	1.400	0.002	0.000	0.000
L4	-13.393	12.348	0.026	-13.429	12.330	0.026	0.036	0.018
LC5	-0.702	1.400	0.002	-0.702	1.400	0.002	0.000	0.000
L5	-1.298	1.000	0.002	-1.300	1.000	0.002	0.002	0.000
LC6	-1.302	1.000	0.002	-1.302	1.000	0.002	0.000	0.000
L6	-11.431	9.930	0.022	-11.465	9.914	0.022	0.034	0.016

LC7	1.002	2.500	0.004	1.002	2.500	0.004	0.000	0.000
LC8	-1.898	1.000	0.003	-1.900	1.000	0.003	0.002	0.000
LC9	-0.699	1.400	0.002	-0.700	1.400	0.002	0.001	0.000
L7	-9.867	5.014	0.016	-9.878	5.008	0.016	0.011	0.005
L8	-1.897	0.701	0.003	-1.898	0.701	0.003	0.001	0.000
LC10	-1.899	0.701	0.003	-1.900	0.700	0.003	0.002	0.001
LC11	-2.199	0.500	0.003	-2.199	0.500	0.003	0.000	0.000
L9	-5.782	3.807	0.010	-5.793	3.802	0.010	0.012	0.006
L11	-4.096	1.201	0.006	-4.097	1.200	0.006	0.002	0.001
LC14	-2.198	0.500	0.003	-2.200	0.500	0.003	0.002	0.000
LC15	-1.898	0.700	0.003	-1.900	0.700	0.003	0.002	0.000
L10	-0.699	1.401	0.002	-0.700	1.400	0.002	0.001	0.001
LC13	-0.702	1.400	0.002	-0.702	1.400	0.002	0.000	0.000
LC12	-1.000	1.200	0.002	-1.000	1.200	0.002	0.000	0.000

De seguida apresenta-se um cenário onde é injectada na rede de baixa tensão o máximo de potência activa a 15% do consumo máximo por parte do consumidor.

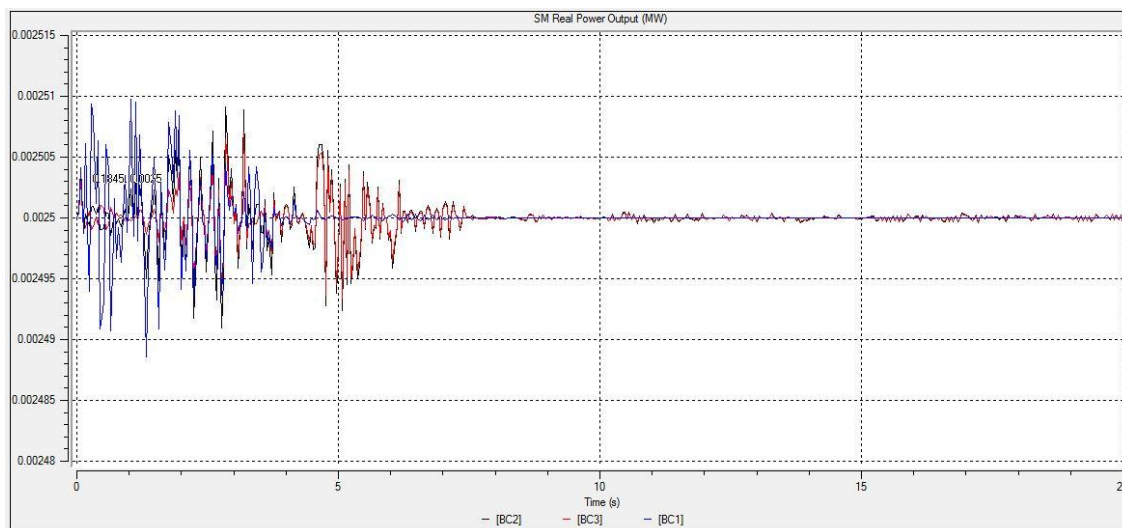


Figura 6.29 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3, com um consumo de 15%.

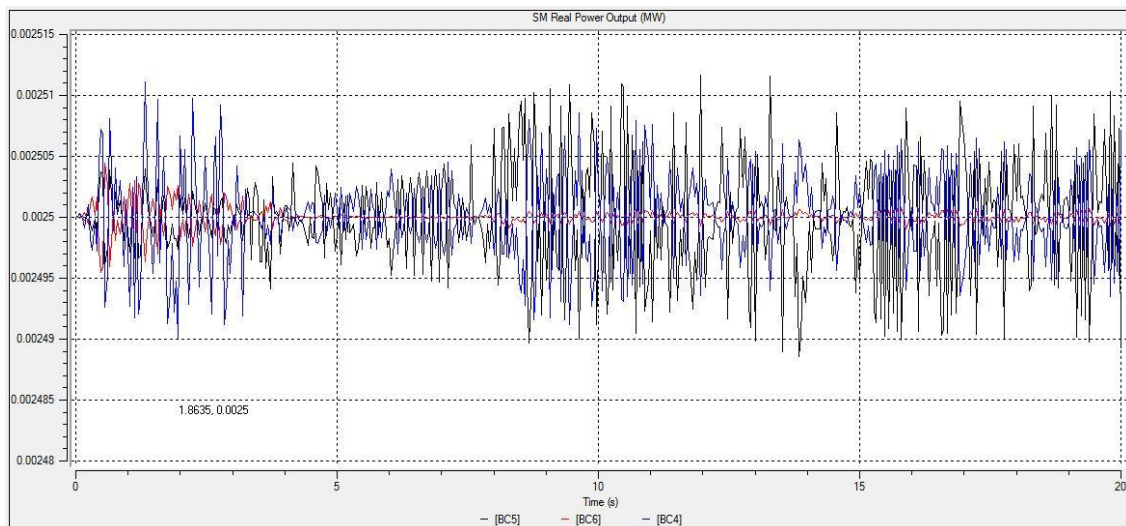


Figura 6.30 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6, com um consumo de 15%.

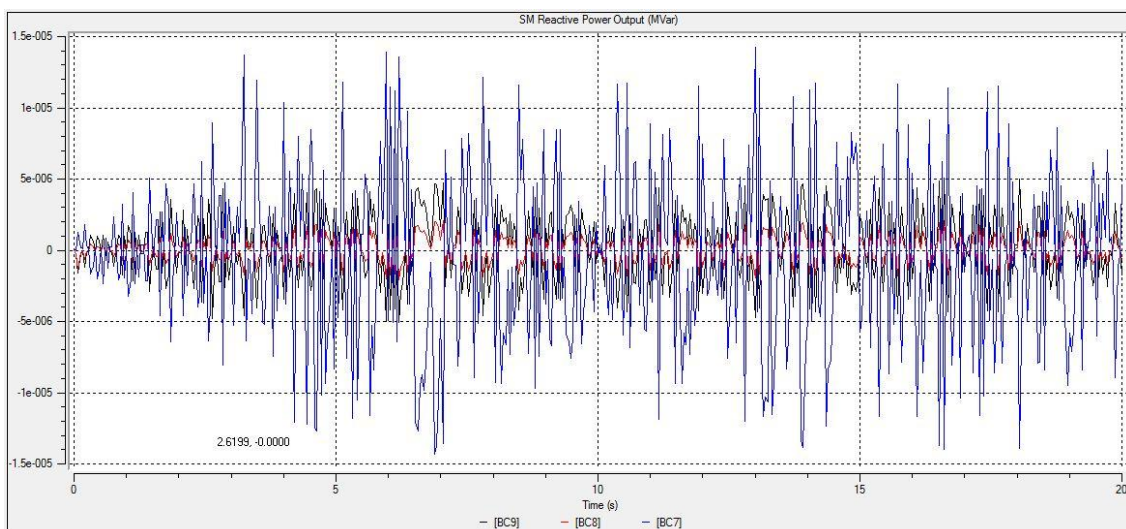


Figura 6.31 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9, com um consumo de 15%.

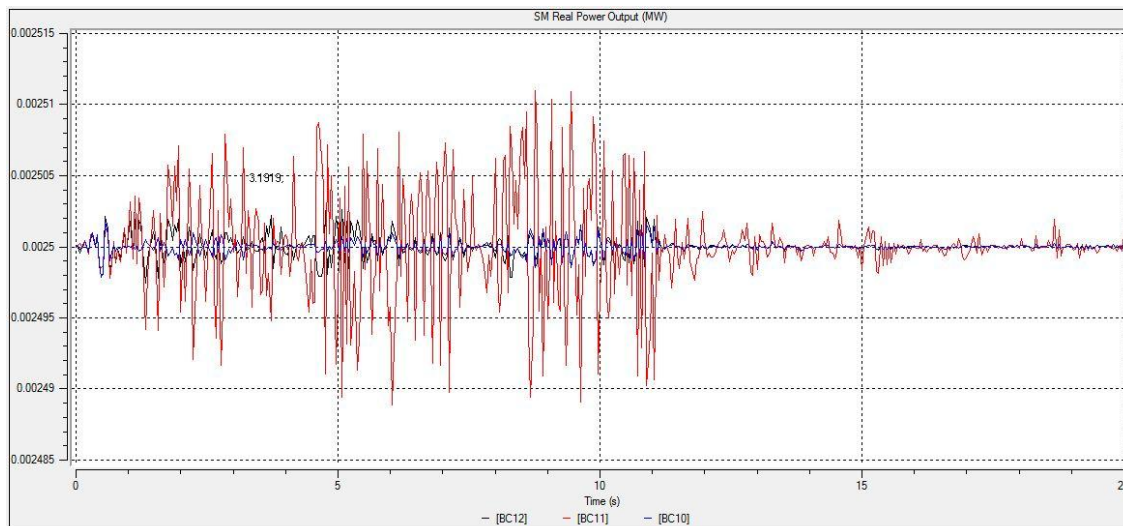


Figura 6.32 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12, com um consumo de 15%.

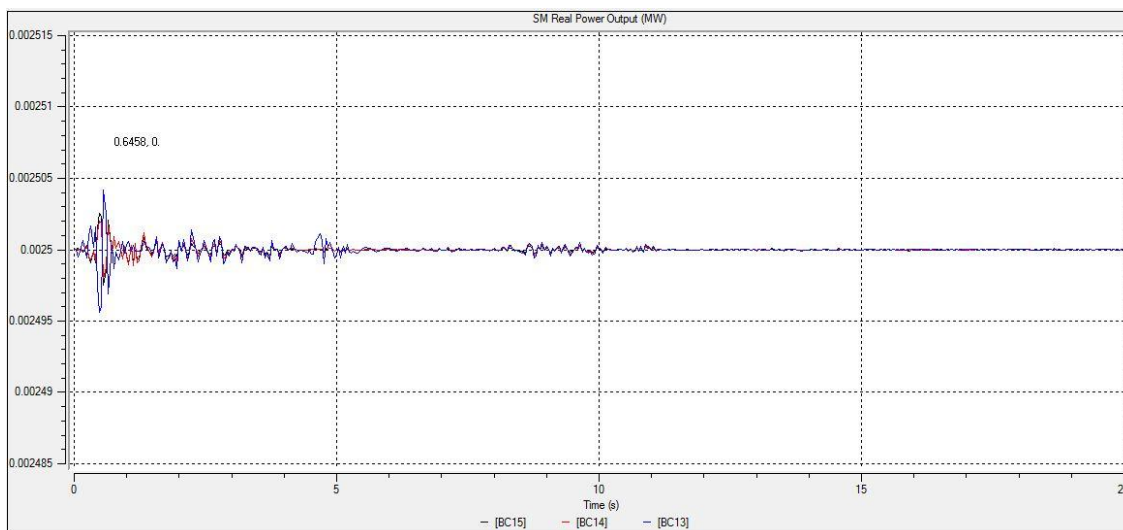


Figura 6.33 - Potência activa produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 15, 14 e 13, com um consumo de 15%.

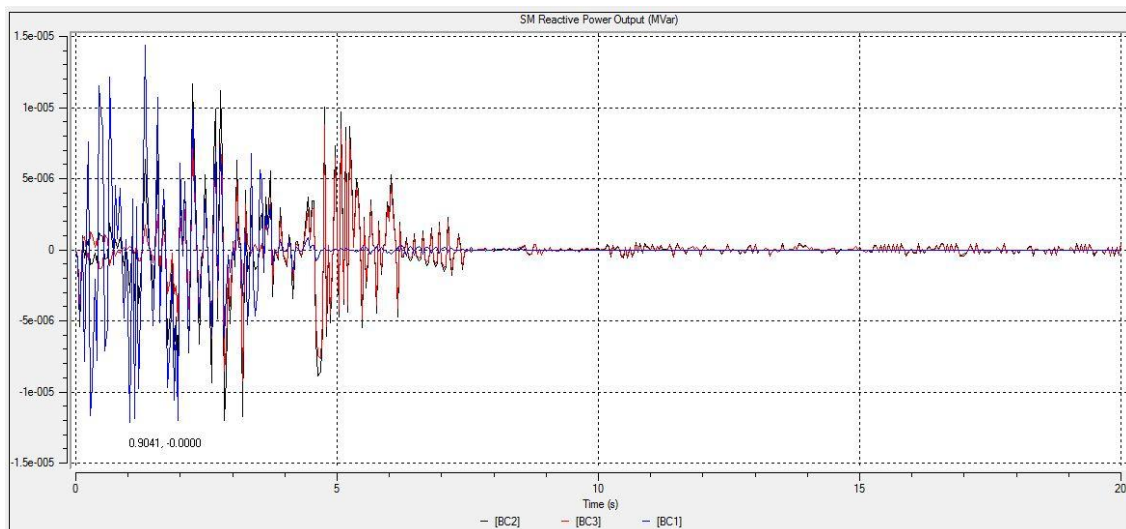


Figura 6.34 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 1, 2 e 3, com um consumo de 15%.

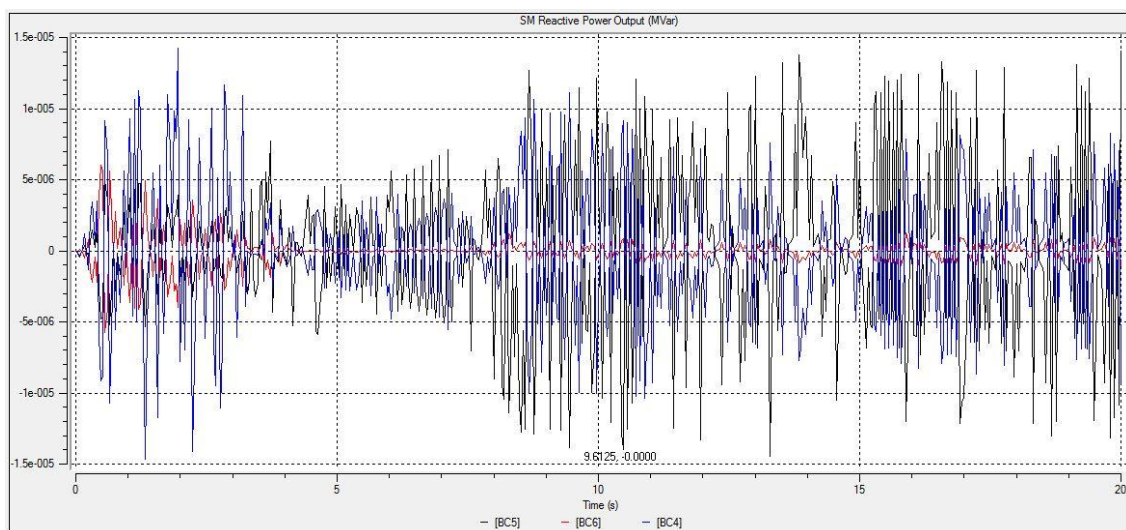


Figura 6.35 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 4, 5 e 6, com um consumo de 15%.

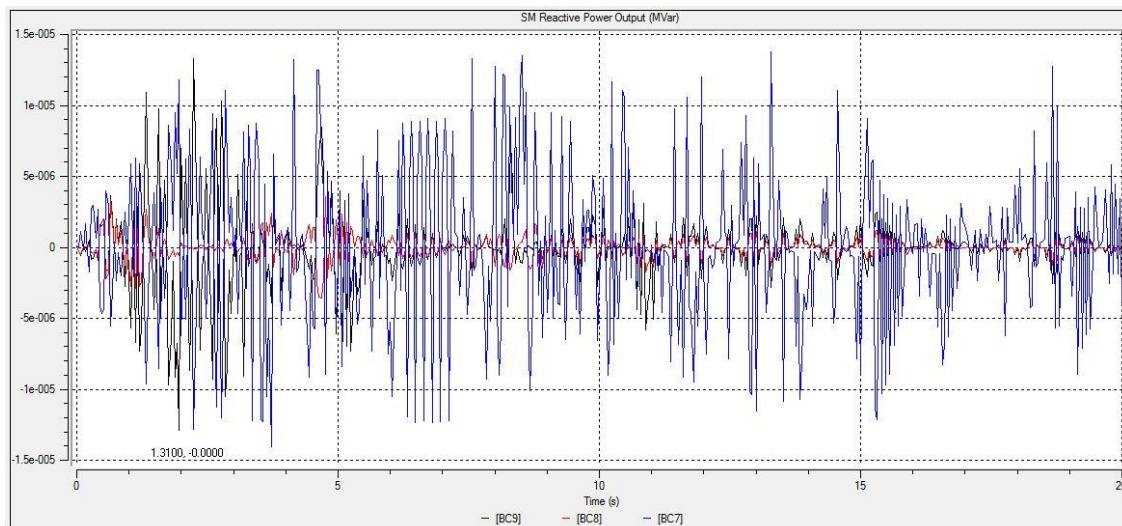


Figura 6.36 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 7, 8 e 9, com um consumo de 15%.

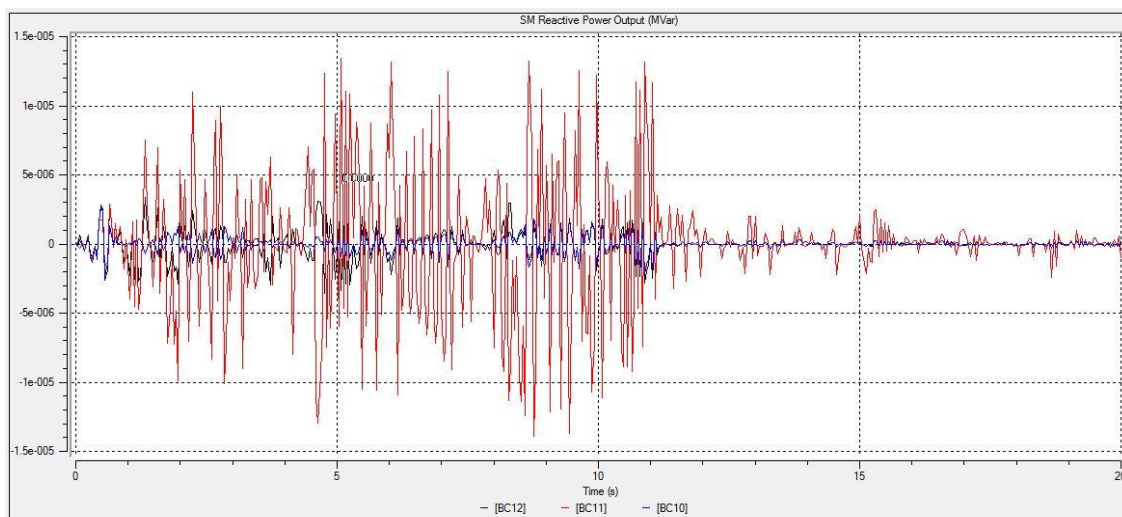


Figura 6.37 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instalada nos barramentos 10, 11 e 12, com um consumo de 15%.

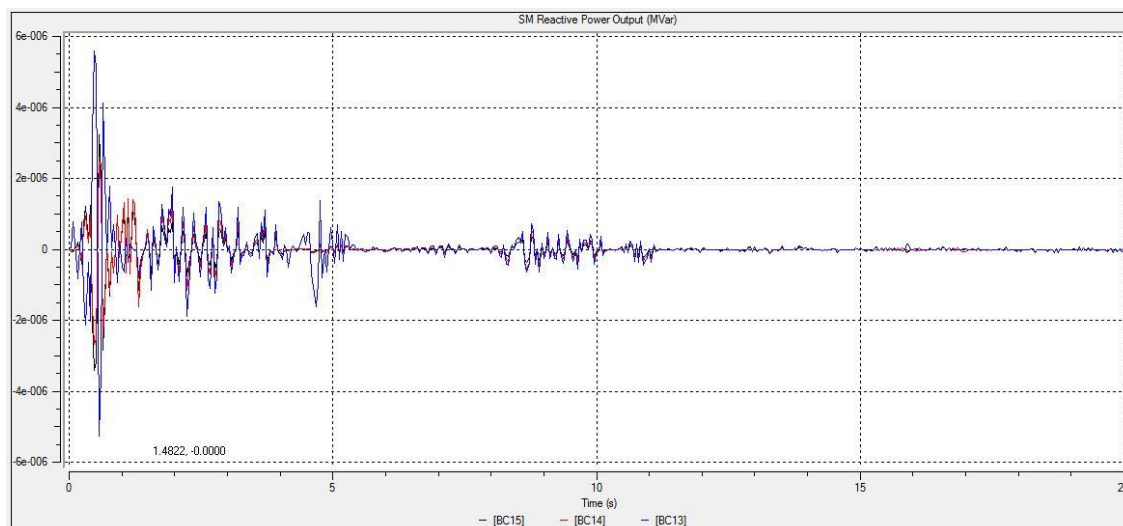


Figura 6.38 - Potência reactiva produzida pela microturbina eólica, instaladas nos barramentos 15, 14 e 13, com um consumo de 15%.

O aumento do conteúdo harmónico da rede eléctrica e a existência de factor de potência não unitário levam ao surgimento de problemas tais como distorção da forma de tensão e interferência electromagnética, afectando os consumidores da rede de baixa tensão, bem como implica necessidade de maior potência por parte dos consumidores finais. Esse conteúdo harmónico é introduzido por rectificadores comutados pela rede, tais como, semicondutores como díodos e tirístores, na conversão da tensão alternada da rede em tensão contínua.

Tabela 6.8 – Tensão e fase nos barramentos em regime transitório para 15% de carga.

Barramentos	Tensão pu	Fase	Tensão kV
10 kV	1.000	0.00	10.000
0,4 kV	1.000	0.00	0.400
BC1	1.000	0.12	0.400
B1	1.003	0.12	0.400
BC3	1.003	0.12	0.400
B2	1.003	0.12	0.400
BC2	1.003	0.77	0.400
B3	1.023	0.77	0.400
BC4	1.023	0.85	0.400
B4	1.026	0.85	0.400

BC5	1.026	0.86	0.400
B5	1.027	0.86	0.400
BC6	1.027	0.94	0.400
B6	1.029	0.94	0.400
BC7	1.029	0.94	0.400
BC8	1.030	0.94	0.400
BC9	1.029	0.98	0.400
B7	1.030	0.98	0.400
B8	1.030	1.01	0.400
BC10	1.031	0.98	0.400
BC11	1.030	1.04	0.400
B9	1.032	1.05	0.400
B11	1.032	1.06	0.400
BC15	1.033	1.06	0.400
BC14	1.033	1.07	0.400
B10	1.033	1.07	0.400
BC13	1.033	1.04	0.400
BC12	1.032	1.04	0.400

Como podemos analisar pela tabela 6.8, para 15% de consumo, temos um equilíbrio de tensão nos barramentos, existindo estabilidade, além que, é garantido que a tensão nos barramentos se encontra à tensão nominal.

Tabela 6.9 – Trânsito de potências nos barramentos em regime transitório para um consumo de 15%.

Linha	Enviado Activa MW	Enviado Reactiva Mvar	Enviada Corrente kA	Recebido P. Activa MW	Recebido P. Reactiva (kVAr)	Recebido Corrente (kA)	Perda P. Activa (kW)	Perdas P. Reactiva (kvar)
	-33.490	2.484	0.002	-33.490	2.484	0.048		0.000
LC1	-2.200	0.200	0.003	-2.200	0.200	0.003	0.000	0.000
L1	-32.245	2.287	0.047	-32.354	2.226	0.047	0.108	0.061

LC3	-2.147	0.200	0.003	-2.147	0.200	0.003	0.000	0.000
L2	-2.396	0.100	0.003	-2.396	0.100	0.003	0.000	0.000
LC2	-2.368	0.100	0.003	-2.368	0.100	0.003	0.000	0.000
L3	-27.209	1.936	0.039	-27.778	1.657	0.039	0.569	0.279
LC4	-1.794	0.200	0.003	-1.794	0.200	0.003	0.000	0.000
L4	-24.974	1.464	0.035	-25.040	1.432	0.035	0.066	0.032
LC5	-1.761	0.200	0.002	-1.761	0.200	0.002	0.000	0.000
L5	-2.058	0.100	0.003	-2.061	0.100	0.003	0.003	0.000
LC6	-1.946	0.100	0.003	-1.947	0.100	0.003	0.000	0.000
L6	-20.474	1.130	0.029	-20.534	1.101	0.029	0.059	0.029
LC7	-1.981	0.301	0.003	-1.981	0.301	0.003	0.000	0.000
LC8	-2.107	0.100	0.003	-2.109	0.100	0.003	0.002	0.000
LC9	-1.678	0.200	0.002	-1.678	0.200	0.002	0.001	0.000
L7	-13.962	0.497	0.020	-13.979	0.489	0.020	0.017	0.008
L8	-2.063	0.101	0.003	-2.064	0.101	0.003	0.001	0.000
LC10	-2.351	0.102	0.003	-2.353	0.101	0.003	0.002	0.001
LC11	-2.324	0.030	0.003	-2.325	0.030	0.003	0.000	0.000
L9	-9.197	0.355	0.013	-9.216	0.346	0.013	0.020	0.010
L11	-4.780	0.043	0.007	-4.782	0.042	0.007	0.002	0.001
LC14	-2.319	0.030	0.003	-2.321	0.030	0.003	0.002	0.000
LC15	-2.437	0.010	0.003	-2.439	0.010	0.003	0.002	0.000
L10	-2.161	0.202	0.003	-2.162	0.201	0.003	0.002	0.001
LC13	-2.160	0.201	0.003	-2.160	0.201	0.003	0.000	0.000
LC12	-2.140	0.100	0.003	-2.141	0.100	0.003	0.001	0.000

Como decorre da análise da tabela 6.9, para rede sem microgeração, temos a instabilidade e não é garantido que a tensão nos barramentos seja a tensão nominal, mas sim entre $\pm 5\%$ da tensão nominal (0,95 e 1,1p.u.). Isto acontece com a introdução de microgeração na rede, como se depreende da análise das tabelas acima indicadas. Devido ao excesso de energia reactiva, temos o aumento da corrente, que faz com que aconteçam elevadas quedas de tensão. Tal acontece sobretudo quando a rede eléctrica é bastante solicitada.

Tabela 6.10 – Tensão e fase nos barramentos em regime transitório sem microgeração.

Barramentos	Tensão pu	Fase	Tensão kV
10 kV	1.000		10.000
0,4 kV	1.000	-0.00	0.400
BC1	1.000	-0.00	0.400
B1	0.997	0.01	0.399
BC3	0.997	0.01	0.399
B2	0.997	0.01	0.399
BC2	0.997	0.01	0.399
B3	0.981	0.11	0.392
BC4	0.981	0.12	0.392
B4	0.979	0.13	0.392
BC5	0.979	0.13	0.392
B5	0.978	0.15	0.391
BC6	0.978	0.16	0.391
B6	0.977	0.14	0.391
BC7	0.977	0.14	0.391
BC8	0.976	0.16	0.391
BC9	0.976	0.16	0.391
B7	0.976	0.15	0.390
B8	0.976	0.15	0.390
BC10	0.976	0.16	0.390
BC11	0.976	0.15	0.390
B9	0.975	0.16	0.390
B11	0.975	0.16	0.390
BC15	0.974	0.17	0.390
BC14	0.974	0.16	0.390
B10	0.974	0.16	0.389
BC13	0.974	0.16	0.389
BC12	0.974	0.17	0.390

Como podemos verificar após a análise da tabela 6.10, existe uma queda de tensão à medida que nos afastamos do PT, quando a rede não está a ser alimentada por microgeração eólica. Com a instalação da microgeração eólica e dependendo do tipo de ligação, temos consumo de energia reactiva o que faz com que a corrente baixe, fazendo com que não exista uma queda de tensão acentuada, como vemos na relação entre a tabela 6.10 e 6.11.

Tabela 6.11 – Trânsito de potências nos barramentos em regime transitório sem microgeração.

Linha	Enviado Activa MW	Enviado Reactiva Mvar	Enviada Corrente kA	Recebido P. Activa MW	Recebido P. Reactiva (kVAr)	Recebido Corrente (kA)	Perda P. Activa (kW)	Perdas P. Reactiva (kvar)
	20.713	13.005	0.001	20.713	13.004	0.035		0.000
LC1	1.800	1.100	0.003	1.800	1.100	0.003	0.000	0.000
L1	18.895	11.904	0.032	18.843	11.875	0.032	0.052	0.029
LC3	1.793	1.100	0.003	1.793	1.100	0.003	0.000	0.000
L2	0.900	0.500	0.001	0.900	0.500	0.001	0.000	0.000
LC2	0.897	0.500	0.001	0.897	0.500	0.001	0.000	0.000
L3	16.138	10.275	0.028	15.855	10.136	0.028	0.283	0.139
LC4	1.740	1.100	0.003	1.740	1.100	0.003	0.000	0.000
L4	14.055	9.036	0.025	14.023	9.021	0.025	0.032	0.016
LC5	1.736	1.100	0.003	1.735	1.100	0.003	0.000	0.000
L5	1.148	0.700	0.002	1.147	0.700	0.002	0.001	0.000
LC6	1.132	0.700	0.002	1.132	0.700	0.002	0.000	0.000
L6	11.024	7.221	0.019	10.997	7.207	0.019	0.027	0.013
LC7	3.497	2.200	0.006	3.497	2.200	0.006	0.000	0.000
LC8	0.534	0.700	0.001	0.534	0.700	0.001	0.000	0.000
LC9	1.720	1.100	0.003	1.719	1.100	0.003	0.001	0.000
L7	5.105	3.207	0.009	5.102	3.205	0.009	0.003	0.002
L8	0.573	0.400	0.001	0.573	0.400	0.001	0.000	0.000
LC10	0.599	0.400	0.001	0.599	0.400	0.001	0.000	0.000
LC11	0.287	0.200	0.001	0.287	0.200	0.001	0.000	0.000
L9	4.203	2.605	0.007	4.197	2.602	0.007	0.006	0.003

L11	0.899	0.600	0.002	0.899	0.600	0.002	0.000	0.000
LC14	0.286	0.200	0.001	0.286	0.200	0.001	0.000	0.000
LC15	0.570	0.400	0.001	0.570	0.400	0.001	0.000	0.000
L10	1.800	1.101	0.003	1.798	1.100	0.003	0.002	0.001
LC13	1.798	1.100	0.003	1.798	1.100	0.003	0.000	0.000
LC12	1.432	0.900	0.003	1.432	0.900	0.003	0.001	0.000

A estabilidade transitória pode limitar bastante a quantidade de potência activa injectada por parte das microturbinas eólicas distribuídas pela rede de baixa tensão.

Para o amortecimento mais acentuado das oscilações de potência activa e reactiva, perante os transitórios, pode ser utilizado um controlador baseado nas curvas características $P-\omega$ e $Q-v$.

A figura 6.39 mostra as curvas de potência activa e reactiva características dos geradores síncronos, revelando claramente a queda de velocidade do gerador que se traduz na queda de frequência da tensão terminal, aquando do aumento do consumo de potência activa.

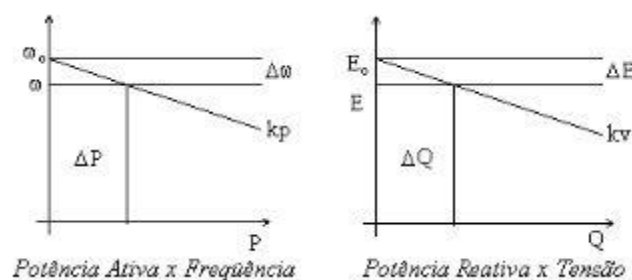


Figura 6.39 - Curvas de potência activa e reactiva características dos geradores síncronos. [35]

6.3.6 - Conclusão e análise de resultados

Com características resistivas apresentadas na rede de baixa tensão, os níveis de tensão são fortemente dependentes de potência activa injectada. Assim foi exibido o impacto da instalação de unidades de microgeração na rede de baixa tensão, com a injeção de potência activa, nos perfis de tensão. Existindo funcionalidades de controlo, que constituem uma solução para efectuar o controlo dinâmico da tensão nas redes de baixa tensão, implica a instalação de microgeração.

6.4 - Conclusões

A principal conclusão a retirar destas simulações, tanto em regime estacionário como em regime transitório, é que para qualquer tipo de sistema de microgeração implementado é necessário existir um controlo de potência activa por forma a controlar os perfis de tensão nos barramentos, já que não pode ser efectuado um controlo de tensão através do fornecimento ou absorção de energia reactiva devido à rede em baixa tensão ser bastante

resistiva. Assim os limites de variação estabelecidos para os perfis de tensão devem ser controlados nos barramentos através da injeção de potência activa.

A microgeração eólica aumenta eficazmente a eficiência global do sistema de energia assim como reduz as perdas e diminui cerca de 30% as cargas na rede.

Capítulo 7

Conclusões

7.1 - Principais contribuições

Perante problemas como preocupações ambientais e compromissos energéticos do país a instalação de unidades de produção ligadas ao mesmo local de consumo, na rede de baixa tensão, caracteriza fortemente a integração de produção dispersa nas redes de média e baixa tensão. Este tipo de produção de energia eléctrica pode trazer benefícios, já que neste momento temos uma elevada dependência energética do exterior.

Para os consumidores os benefícios da instalação de unidades de microgeração acarreta benefícios fiscais, em relação à instalação e a redução da factura eléctrica. Tornando-se rentável ao fim da amortização do investimento.

Focando as unidades de microgeração eólicas, temos as micro-turbinas influenciadas pelas condições de vento para a produção de potência anual e, a dependência de dados como a rugosidade do terreno e da existência de obstáculos. As micro-turbinas dependem assim de condições de ventos constantes e elevados, mais de 4 m/s para poder rentabilizar o investimento efectuado. Quando existem micro-turbinas instaladas numa área, e se pretende instalar nessa mesma área mais micro-turbinas eólicas, os resultados da primeira instalação são um excelente guia das condições de vento locais.

Na prática foi comprovada que existe dependência de alguns parâmetros que influenciam os desempenhos das microturbinas, a presença de zonas bastante edificadas torna um obstáculo na procura de melhor eficiência por parte da turbina. Também provou-se que o facto instalar microturbinas superiores a 2,5 kW é um mau investimento. A justificação para este dado depende das condições de vento e da legislação, pois a potência de ligação é de 3,68 kW e para as condições de vento em zonas edificadas normalmente não atingimos produções favoráveis para esta potência de ligação.

Problemas como a autorização por parte das autoridades locais, autarquias, existência de ventos constantes podem ser um pequeno entrave para a instalação de micro-turbinas devido

a impactos ambientais e à localização, caso contrario, deverá ser necessário efectuar cálculos consoante o estado do vento.

É necessário ter em atenção aspectos importantes do impacto destas micro-turbinas na rede eléctrica. Como as redes estão em constante alteração, considerando a crescente expansão das redes e o aumento de consumidores, se houver uma instalação abrupta de vários tipos de microgeração ocorrem vários cenários. Pode ocorrer aumentos dos perfis de tensão que não são adequados para o funcionamento da rede, a solução passa pelo controlo da potência activa, no barramento.

Todos estes assuntos merecem especial atenção para melhor aperfeiçoar a tecnologia das micro-turbinas eólicas e para perceber como a sua implementação em zonas urbanas é aproveitada mesmo quando falamos na ligação destas à rede eléctrica.

7.2 - Desenvolvimentos futuros

O objectivo deste trabalho foi a verificação de evolução de todos os parâmetros que influenciam o comportamento da microgeração em zonas urbanas/confinadas. Verificar a influência da potência activa e reactiva com o correcto nível dos perfis de tensão em redes de baixa tensão, assim como, verificar as perdas perante a injeção de potência por parte da microgeração eólica.

No desenvolvimento deste trabalho também foi interessante ver como é efectuado o escoamento turbulento em zonas edificadas ou com os mais variados obstáculos.

Deste modo torna-se interessante o desenvolvimento de outros trabalhos, nomeadamente:

No caso do modelo de potência:

- O controlo dinâmico de potência activa, onde permite garantir níveis adequados de tensão para o funcionamento da rede;
- O controlo por armazenamento, neste caso em baterias;
- O controlo da velocidade de rotação do rotor da máquina síncrona de ímanas permanentes.

No caso da análise de escoamento turbulentos:

- A implementação do estudo do escoamento turbulento em edifícios através de um *software* capaz de utilizar uma zona real de estudo que fosse facilmente analisada de forma eficaz, de como o vento em zonas bastantes edificadas sofre mudanças bruscas de direcção e de intensidade aplicado a micro-turbinas eólicas.

Referências

- [1] ABW Renováveis. Disponível em <http://www.abw.pt/eolica.php>. Acesso em 13/Outubro/2010.
- [2] Plurienergia, “soluções energéticas ao seu alcance”. Disponível em <http://www.plurienergia.pt/pt/legislacao-e-links-uteis.html> Acesso em 13/Outubro/2010.
- [3] INETI, “Atlas e bases de dados de vento do território nacional”. Disponível em http://www.ineti.pt/projectos/descricao_projecto.aspx?tab=pag12159&id=299&t= Acesso em 13/Outubro/2010
- [4] Novas de Energia, Comercio de equipamentos. Disponível em http://novasenergias.no.sapo.pt/index_novidadesgaleria.htm Acesso em 13/Outubro/2010.
- [5] R. Gash; j-Twele Wind power plants: Fundamentals, design, construction and operation. 2002.
- [6] Rui Castro. Energias renováveis e produção descentralizada, introdução à energia eólica. 2003.
- [7] T. Simões, P. Costa, A. Estanqueiro, “A first methodology for wind energy resource assessment in urbanized areas in Portugal”, INETI, 2009.
- [8] Climo, Energias renováveis. Disponível em <http://www.wix.com/tecnicaclimo/climo> Acesso em 18/Outubro/2010
- [9] “Base de dados do potencial energético do vento em Portugal - Metodologia e Desenvolvimento”, Tese de Mestrado, Faculdade de ciências da universidade de Lisboa, Março de 2004.
- [10] “Aplicação numérica e experimental, de métodos de simulação da camada limite atmosférica para o estudo da acção do vento sobre edifícios”, dissertação para obtenção do grau de mestre em engenharia civil, Instituto Superior Técnica de Lisboa, Setembro de 2009.
- [11] Paulo Ribeiro, “Optimização de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos”, dissertação realizada no âmbito do mestrado integrado em Engenharia Electrónica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da universidade do Porto, Junho 2009.
- [12] E. Plate (ed), (1982), Engineering Meteorology, Fundamentals of Meteorology and their Application to Problems in Environmental and Civil Engineering, Elsevier scientific publishing company.

- [13] EcoEDP, Disponível em <http://www.eco.edp.pt/pt/particulares/gerar/legislacao-e-incentivos/legislacao-e-incentivos> Acesso em 26/Outubro/2010
- [14] Renováveis Na hora, ponha a sua casa a trabalhar. Disponível em <http://www.renovaveisnagora.pt/web/srm/29> Acesso em 26/Outubro/2010.
- [15] Shefherd, D. G., 1994, “Historical Development of the Windmill”. In Wind Turbine Technology - Fundamental Concept of Wind turbine Engineering, SPERA, S.A, (ed), 1 ed. New York, ASME Press, pp 1-46.
- [16] SEKTOROV, V. R., 1934, “The First Aerodynamic Three-Phase Electric Power Plant in Balaclava”, L’Elettrotecnica, 21(23-24), pp. 538-542; Traduzido por Scientific Translation Service, NASA TT-F-14933, Washington, DC: National Aeronautics and Space Administration, pp. 13 apud SHEFHERD, 1994 Op. cit.
- [17] Informação retirada do blogue <http://lxsustentavel.blogs.sapo.pt/27045.html> Acesso em Novembro de 2010.
- [18] T. Burton. D. Wind Energy Handbook. John Wiley and Son, LTD, 2001.
- [19] Área de electrónica de potência, universidade do Minho http://elepote.dei.uminho.pt/Site_Elepot/simposios/apresentacoes/mafalda.pdf Ultimo acesso em Outubro de 2010.
- [20] German Wind Energy Institute. <http://www.dewi.com.br/>. Ultimo acesso em Outubro de 2010.
- [21] Christina B., Urban Wind Energy, “State of the Art 2009”, Ris0 DTU - National Laboratory for Sustainable Energy, Ris0-R-1668(EN), October 2009
- [22] R. Marques, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, “Energia eólica princípios e tecnologias”, Revisão, Ampliação e Actualização por CEPEL/CRESESB, Maio 2008
- [23] Windup, consultadoria, representação e serviços Lda, <http://www.windup.pt/?p=PartnerPage&MenuId=67> Acesso em Novembro de 2010.
- [24] Small Wind Turbine, “Global Market Study”, AWEA, year ending 2009, http://www.awea.org/smallwind/pdf/2010_AWEA_Small_Wind_Turbine_Global_Market_Study.pdf acesso em Novembro de 2010.
- [25] Meroney, R.N. (1991). “Fluid Dynamics of Flow over Hills/Mountains - Insights Obtained through Physical Modeling”. Seminário de escoamentos em terrenos Complexos, universidade de Coimbra.
- [26] Simões, T. Caracterização do Escoamento Atmosférico e Locais com Elevado Potencial Eólico. Faculdade de ciências da universidade de Lisboa, Relatório de Estágio de licenciatura, 1999.
- [27] M. j. Cook, “the Designer’s Guide to Wind Loading of Building Structures - Part 1: Background, Damage Survey, Wind Data and Structural Classification”, Butterworth Scientific, London, UK, 1985
- [28] Electrónica, Energia Eólica, disponível em <http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/full/17/29/> acesso em Dezembro de 2010.
- [29] Decreto de lei 118-A-2010.
- [30] Alice Assunção, “Integração de Microgeração em Larga Escala nas Redes de Baixa Tensão”, Relatório de Projecto para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial, Ramo Eng^a Electrotécnica, Instituto politécnico de Bragança, Dezembro de 2008.

- [31] A. Amorim N. Melo, “Analysis of the connection of a microturbine to a low voltage grid”, EDP.
- [32] E-Learning tools for Electrical Engineering, disponível em <http://elee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Etudeappliquee/EtudeappliqueeEolien3.htm> acesso em Novembro de 2010.
- [33] Meteodyn UrbaWind, “help facility and On-line documentation”, User Manual, UrbaWind version 1.5.9.
- [34] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira and A. G. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation”, IEEE transactions on power systems, vol. 21, no. 2, May 2006.
- [35] Élcio P. de Paiva, “ uma proposta de controle de paralelismo de inversores com a rede eléctrica utilizando-se a técnica de realimentação de fase”, Universidade federal de Uberlândia, faculdade de engenharia eléctrica, pós- graduação em engenharia eléctrica, Maio 2006.
- [36] Meteodyn - Meteorology & Dynamics, Urnawind, disponível em <http://www.meteodyn.com/en/software/urbawind.html> acesso em Janeiro de 2011.
- [37] Technical Specification sheet, disponível em <http://www.provenenergy.co.uk/our-products/> acesso em Janeiro de 2011.
- [38] <http://www.wwindea.org/home/index.php>. acesso em Novembro de 2009.
- [39] <http://www.gonature.com.br/loja/airbreeze.html> acesso em Novembro de 2009.
- [40] A. Estaqueiro, “Principio de funcionamento de turbinas eólicas: conversão mecano-electrica”, curso de energias renováveis, INETI.

Anexo

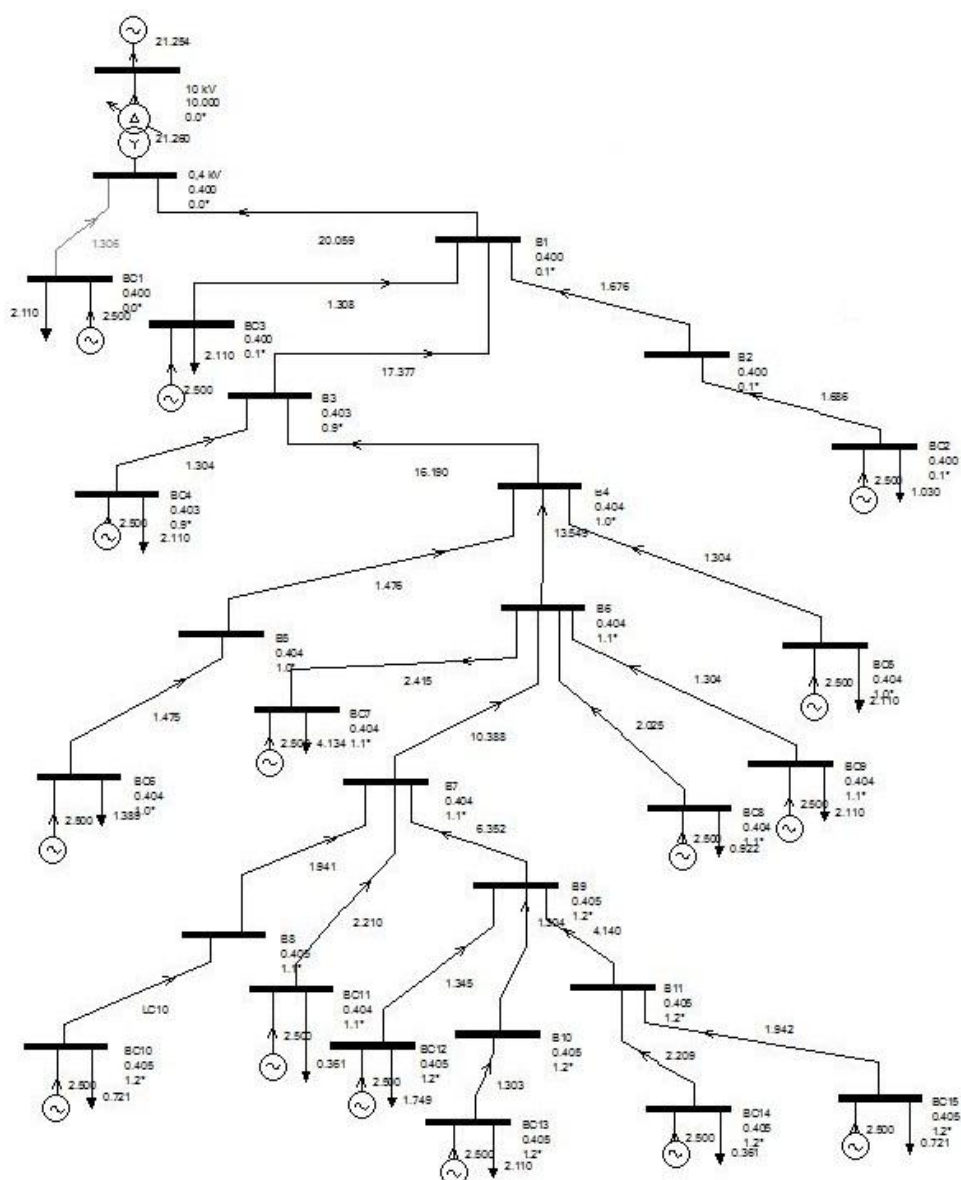


Figura A.1 - Rede de baixa tensão implementada no IPSA.

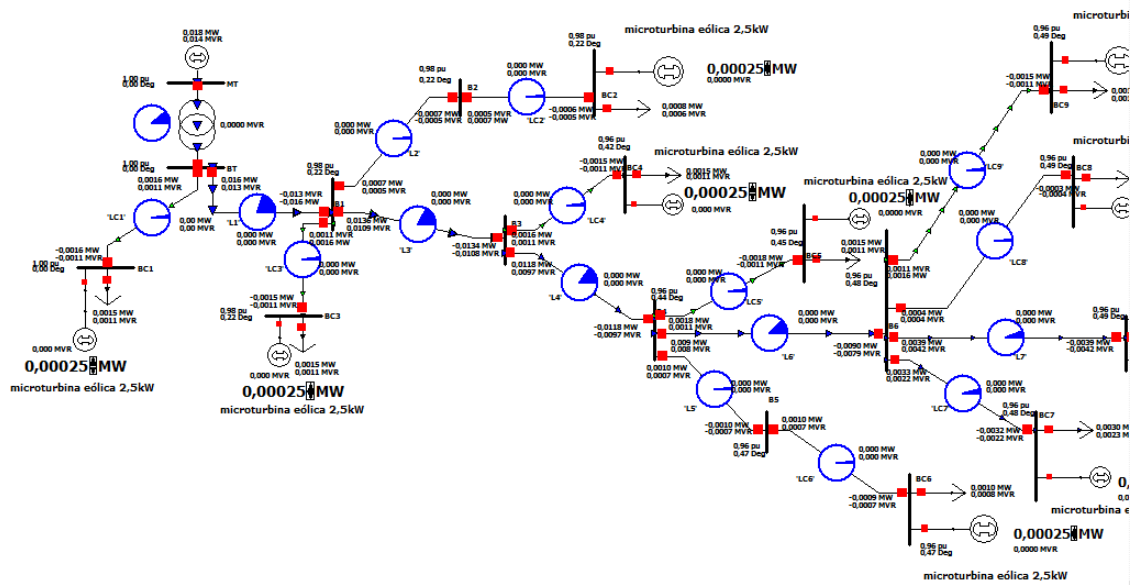


Figura A.2 - Rede de baixa tensão implementada no Power world, parte 1.

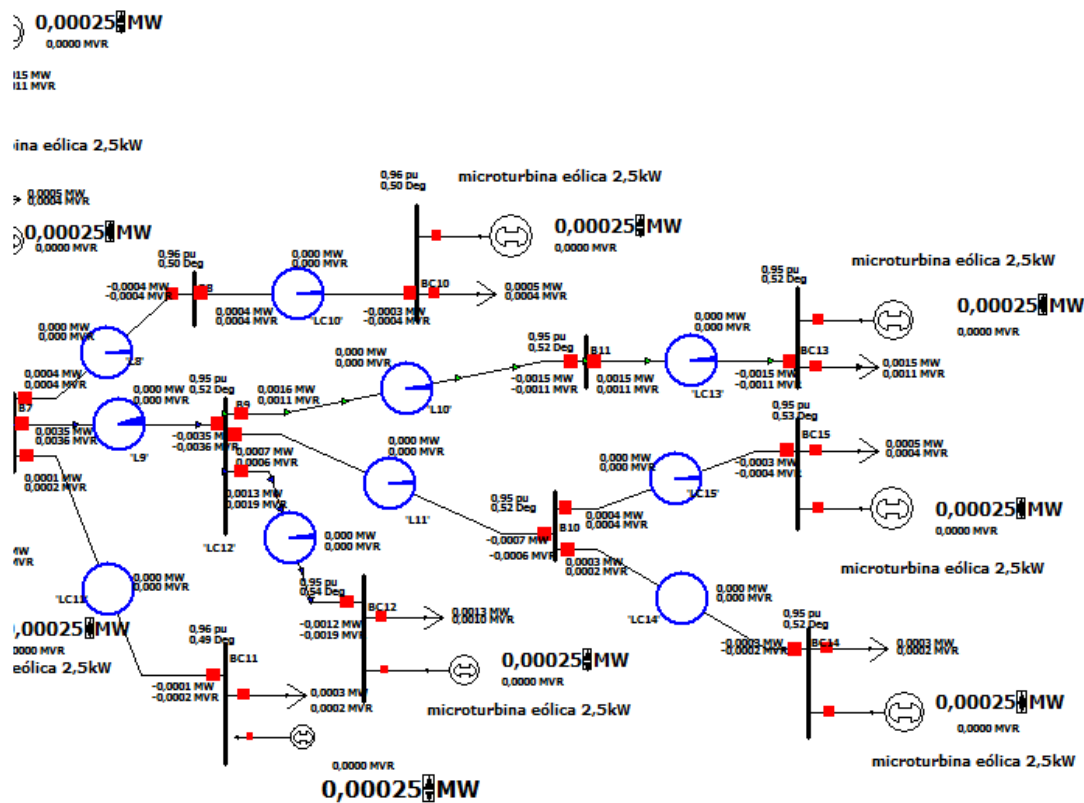


Figura A.3 - Rede de baixa tensão implementada no Power world, parte 2.